

**METODOLOGÍA PARA LA ATENCIÓN DE FALLAS
ELÉCTRICAS NO DESTRUCTIVAS EN SUBESTACIONES
CON CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO 230kV**

MARIA DEL SOCORRO GÓMEZ PÉREZ

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
FACULTAD DE INGENIERIAS
INGENIERÍA ELÉCTRICA
PEREIRA
2011**

**METODOLOGÍA PARA LA ATENCIÓN DE FALLAS
ELÉCTRICAS NO DESTRUCTIVAS EN SUBESTACIONES
SAS CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO 230kV**

MARIA DEL SOCORRO GÓMEZ PÉREZ

Proyecto de Trabajo de Grado

Director

PhD Antonio Hernando Escobar Zuluaga

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
FACULTAD DE INGENIERIAS
INGENIERÍA ELÉCTRICA
PEREIRA
2011**

Nota de aceptación:

Firma del jurado

AGRADECIMIENTOS

A Dios y la Virgen por darnos la vida, la capacidad y las fuerzas para progresar constantemente y poder labrar nuestro futuro.

A mi mamá María Edith, mi papá Rigoberto, mi mami Omaira y mis dos hermanos Jesús David y María de los Angeles, por el constante amor, por el constante apoyo y por sus sabios consejos para seguir siempre adelante por el camino del trabajo y la honestidad.

A los ingenieros Antonio Escobar y Yov Steven Restrepo, por depositar su confianza en mí y guiar éste trabajo de investigación, además de la completa entrega en tiempo y conocimientos en pro del proyecto.

A mis amigos y compañeros de estudio, los cuáles han confiado en mí y yo en ellos.

A todos los ingenieros de la Universidad Tecnológica de Pereira por estar siempre atentos y comprometidos con el conocimiento de nosotros los estudiantes, por compartir sus estudios de manera desinteresada.

TABLA DE CONTENIDO

1. GENERALIDADES DE LA SUBESTACIÓN CONFIGURACION INTERRUPTOR Y MEDIO 230KV	19
1.1. EQUIPOS DE PATIO	19
1.1.1. Interruptores de potencia.....	19
1.1.2. Seccionadores.....	20
1.1.3. Transformadores de tensión:	21
1.1.4. Transformadores de corriente:	22
1.2. SISTEMAS DE CONTROL.....	23
1.2.1. Sistema de control distribuido:	23
1.2.2. Sistema de control coordinado SCC:	24
1.2.3. Sistema de subestaciones SAS:.....	25
1.2.4. Arquitectura de los sistemas de control:	26
1.2.5. Comunicaciones de los SAS:	27
1.2.6. Funciones básicas de los sistemas de control:.....	28
1.3. SISTEMAS DE PROTECCIÓN	29
1.3.1. Partes de una protección:	29
1.3.2. Fallas:	30
1.3.3. Causas y juicios ante fallas:	30
1.4. SISTEMAS AUXILIARES.....	31
1.4.1. Partes de un sistema auxiliar:.....	31
2. DEFINICIÓN DEL SISTEMA	34
2.1. CONFIGURACIÓN DE LA SUBESTACIÓN	34
2.2. NOMENCLATURA	34
2.2.1. Nomenclatura de los interruptores y seccionadores.....	35
2.2.2. Nomenclatura de los transformadores de potencial y corriente	36
2.3. DIAGRAMA UNIFILAR	36
2.4. FUNCIONES DEL SISTEMA.....	37
2.4.1. Funcionamiento de los programas aplicación	40
3. PLANOS Y DIAGRAMAS ELÉCTRICOS	42
3.1. PLANOS GENERALES	42
3.2. SIMBOLOS Y CONVENCIONES	42
3.3. DIAGRAMAS DE PRINCIPIO	46
3.4. DIAGRAMAS DEL SISTEMA DE CONTROL	51
3.5. DIAGRAMAS DE PROTECCIÓN	56
3.6. DIAGRAMAS DE CABLEADO DE CONTROL Y FUERZA	62

3.7.	DIAGRAMAS DE SERVICIOS AUXILIARES	65
3.8.	DIAGRAMAS DE LA COMPENSACIÓN SERIE	67
4.	METODOLOGÍA PARA ELABORACIÓN DE CONSIGNAS DE FALLA.	70
4.1.	ETAPA DE ANALISIS	70
4.2.	ETAPA DE ELABORACIÓN	72
5.	RESULTADOS.....	87
5.1.	RESULTADOS DIÁMETRO X	88
5.2.	RESULTADOS DIÁMETRO Y	92
5.3.	RESULTADOS COMPENSACIÓN PARALELA.....	97
5.4.	RESULTADOS COMPENSACIÓN SERIE	101
6.	INTERFAZ ANIMADA DE UNA CONSIGNA DE FALLA	103
7.	CONCLUSIONES.....	108
	BIBLIOGRAFIA.....	110
	ANEXO A	112
	ANEXO B.....	132
	ANEXO C	143

LISTA DE TABLAS

Tabla 4.1. Metodología para elaborar consignas de falla de protecciones para el banco de Compensación Serie.....	84
Tabla 5.1. Total consignas diámetro X	89
Tabla 5.2. Total consignas diámetro X	90
Tabla 5.3. Total consignas medidas diámetro X	91
Tabla 5.4. Total consignas diámetro Y	94
Tabla 5.5. Total consignas protecciones diámetro Y	94
Tabla 5.6. Total consignas medidas diámetro Y	95
Tabla 5.7. Total consignas servicios auxiliares diámetro Y	96
Tabla 5.8. Total consignas compensación paralela	98
Tabla 5.9. Total consignas protecciones compensación paralela.....	99
Tabla 5.10. Total consignas medidas compensación paralela.....	100
Tabla 5.11. Total consignas compensación serie	101
Tabla 9.1 Algunas alarmas y disparos típicos de una bahía de línea	112
Tabla 10.1 Algunas alarmas y disparos típicos de una bahía autotransformación y compensación paralela.	132
Tabla 11.1. Alarmas y disparos típicos de la compensación serie	143

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Sistema de control distribuido	24
Figura 1.2. Principio de los sistemas de automatización de subestaciones SAS	26
Figura 1.3. Estructura jerárquica de un sistema de control SAS.....	27
Figura 2.1. Nomenclatura de los interruptores/seccionadores de la S/E.....	35
Figura 2.2. Nomenclatura de los transformadores de potencial/corriente en la S/E.	36
Figura 2.3. Diagrama unifilar configuración interruptor y medio 230kV.....	37
Figura 2.4. Arquitectura SAS de la S/E	39
Figura 3.1. Simbología de los diagramas de principio.....	42
Figura 3.2. Simbología utilizada en planos y diagramas eléctricos.	43
Figura 3.3. Simbología y convenciones de las protecciones de los planos y diagramas eléctricos	44
Figura 3.4. Identificación general de un plano.....	45
Figura 3.5. Envío de señales	45
Figura 3.6. Interpretación de planos.....	46
Figura 3.7. Lógica de control de orden de apertura del interruptor	47
Figura 3.8. Lógica de control de orden de cierre del interruptor	48
Figura 3.9. Lógica de control de orden de apertura/cierre del seccionador	48
Figura 3.10. Lógica de enclavamientos de cierre de interruptores	49
Figura 3.11. Lógica de enclavamiento apertura/cierre seccionadores de corte.....	50
Figura 3.12. Lógica de enclavamiento apertura/cierre seccionadores de derivación.....	50
Figura 3.13. Lógica de enclavamiento de apertura/cierre seccionadores puesta a tierra	50
Figura 3.14. Enclavamientos de la compensación serie banco CS1	52
Figura 3.15. Diagrama de señalización corte ATR (típico)	53
Figura 3.16. Diagrama de control interruptor (típico).....	54
Figura 3.17. Diagrama de control seccionadores (típico)	55
Figura 3.18. Acción de las protecciones bahía de línea (caso típico 1)	57

Figura 3.19. Acción de las protecciones bahía de línea (caso típico 2)	58
Figura 3.20. Acción de las protecciones bahía de línea (caso típico 3)	59
Figura 3.21. Acción de las protecciones bahía de autotransformación (caso típico 1)	60
Figura 3.22. Acción de las protecciones bahía de autotransformación (caso típico 2)	61
Figura 3.23. Acción de las protecciones bahía de compensación paralela (típico)	62
Figura 3.24. Diagrama de cableado, relés auxiliares interruptor (caso típico)	63
Figura 3.25. Diagrama de cableado, señalización interruptor (caso típico)	64
Figura 3.26. Servicios auxiliares, diagrama esquemático inversor (típico)	65
Figura 3.27. Servicios auxiliares, cargadores de baterías e inversores (típico)	66
Figura 3.28. Diagrama unifilar del banco	67
Figura 3.29. Gabinete de la plataforma del banco (1) AST-22	68
Figura 3.30. Gabinete de la plataforma del banco (2) AST-22	69
Figura 4.1. Metodología general para elaborar consignas de falla.	71
Figura 4.2. Metodología para elaborar consignas de falla de apertura/cierre de interruptores	73
Figura 4.3. Metodología para elaborar consignas de falla de apertura/cierre de seccionadores	75
Figura 4.4. Metodología para elaborar consignas de falla de protecciones para bahía de línea y bahía de autotransformación.	79
Figura 4.5. Metodología para elaborar consignas de falla de protecciones para el banco de Compensación Paralela.	82
Figura 4.6. Metodología para elaborar consignas de falla de los Servicios Auxiliares	86
Figura 5.1. Formato para la elaboración de consignas de falla	87
Figura 5.2. Total consignas diámetro X	90
Figura 5.3. Total consignas protecciones diámetro X	91
Figura 5.4. Total consignas medidas diámetro X	92
Figura 5.5. Total consignas diámetro Y	94
Figura 5.6. Total consignas protecciones diámetro Y	95
Figura 5.7. Total consignas medidas diámetro Y	96
Figura 5.8. Total consignas servicios auxiliares diámetro Y	97
Figura 5.9. Total consignas compensación paralela	99

Figura 5.10. Total consignas protecciones compensación paralela	100
Figura 5.11. Total consignas medidas compensación paralela	101
Figura 5.12. Total consignas compensación serie.....	102
Figura 6.1. Interfaz animada de mando de cierre interruptor de bahía de línea no responde desde nivel 2.....	104
Figura 6.2. Causa de falla desde nivel 2 (sala de control).....	105
Figura 6.3. Causas de falla nivel 1 (caseta).....	106
Figura 6.4. Causas de falla nivel 0 (patio de conexiones).....	107

LISTA DE CUADROS

Cuadro 1. 2M0X0 Disparo protección falla Interruptor.....	113
Cuadro 2. 2M0X0 Disparo y bloqueo relé protección interruptor	114
Cuadro 3. Disparo protección diferencial B2.....	114
Cuadro 4. Disparo protección sobretensión circuito 1	115
Cuadro 5. Alarma protección baja tensión circuito 1.....	115
Cuadro 6. Disparo protección PL1 circuito 1.....	116
Cuadro 7. Disparo protección PL1 circuito 1, asistido teleprotección.....	116
Cuadro 8. Disparo protección PL2 circuito 1, Por cierre falla.....	117
Cuadro 9. Disparo protección PL1 circuito 1, zona 2	117
Cuadro 10. Disparo protección PL1 circuito 1, zona 3	118
Cuadro 11. Disparo protección derivación abierta circuito 1	118
Cuadro 12. Disparo protección PL2 circuito 1, Por cierre falla.....	119
Cuadro 13. Disparo protección PL2 circuito 1	119
Cuadro 14. Disparo protección PL2 circuito 1, Fase A	120
Cuadro 15. Disparo protección PL2 circuito 1, Fase B	120
Cuadro 16. Disparo protección PL2 circuito 1, Fase C	121
Cuadro 17. 2M0X0 Falla verificación Circuito 1 de disparo.....	121
Cuadro 18. 2M0X0 Falla verificación Circuito 2 de disparo.....	122
Cuadro 19. Protección PL1 circuito 1, Arranque fase A.....	123
Cuadro 20. Protección PL1 circuito 1, Arranque fase B.....	123
Cuadro 21. Protección PL1 circuito 1, Arranque fase C.....	123
Cuadro 22. Protección PL1 circuito 1, envío teleprotección	124
Cuadro 23. Protección PL1 Cartago, recibo teleprotección.....	124
Cuadro 24. Protección PL1 circuito 1, oscilación potencia	125
Cuadro 25. Protección PL2 circuito 1, envío teleprotección	125
Cuadro 26. Protección PL2 circuito 1, recibo teleprotección	126

Cuadro 27. 2M0X0 Baja presión SF6	126
Cuadro 28. 2M0X0 Falla tensión motor	127
Cuadro 29. 2M0X0 Falla mecanismo operación	127
Cuadro 30. Falla \pm SX polaridad de señalización	128
Cuadro 31. Falla \pm PX polaridad de protección	128
Cuadro 32. Falla \pm CX1 polaridad de control	128
Cuadro 33. M.C.B. Trans. Tensión núcleo 1 circuito 1 TU 1X, Apertura.....	129
Cuadro 34. M.C.B. Trans. Tensión núcleo 2 circuito 1 TU 1X, Apertura.....	129
Cuadro 35. M.C.B. Trans. Tensión núcleo 1 circuito 2 TU 2X, Apertura.....	130
Cuadro 36. M.C.B. Trans. Tensión núcleo 2 circuito 2 TU 2X, Apertura.....	131
Cuadro 37. Protección diferencial ATR Disparo	133
Cuadro 38. Cuadro 38. Protección sobrecorriente ATR Disparo.....	133
Cuadro 39. Protección sobretensión ATR Disparo	134
Cuadro 40. Protección Baja tensión ATR Disparo	134
Cuadro 41. Cargador de batería 125 Vcc Falla celda N12.....	135
Cuadro 42. Interruptores de distribución Celda N11 Disparo	136
Cuadro 43. Protección sobrecorriente banco 1 Disparo.....	136
Cuadro 44. Protección desbalance de neutro banco 1 Disparo	136
Cuadro 45. Protección desbalance de línea banco 1 Disparo.....	137
Cuadro 46. Control VQ sin recursos	137
Cuadro 47. Falla de comunicaciones control VQ	138
Cuadro 48. Condición Inestable control VQ.....	139
Cuadro 49. Control VQ falla en actuación.....	140
Cuadro 50. Interruptor CP10 Cerrar N3.....	140
Cuadro 51. Seccionador CP11 Abrir N3.....	142
Cuadro 52. Falla Spark Gap CS1	144
Cuadro 53. Sobrecarga CS1	144
Cuadro 54. Falla Mov CS1	145
Cuadro 55. Energía excedida Mov CS1	145
Cuadro 56. Protección desbalance banco.....	146

Cuadro 57. Falla Alimentación Plataforma.....	146
Cuadro 58. Protección mínima corriente línea banco Corriente baja	147
Cuadro 59. Protección máxima corriente línea banco Corriente alta.....	147
Cuadro 60. Protección desbalance capacitor banco Disparo	148
Cuadro 61. Protección plataforma banco Disparo	148
Cuadro 62. Protección sobrecarga capacitor banco Disparo.....	149
Cuadro 63. Protección sobretensión sostenida banco Disparo.....	149
Cuadro 64. Operación SPARK GAP Alarma	150
Cuadro 65. Protección Spark-Gap sostenida banco Disparo	150
Cuadro 66. Protección sobrecorriente varistor banco Disparo.....	151
Cuadro 67. Protección pendiente energía varistor banco Disparo	151

GLOSARIO

AOM: Gastos de administración, operación y mantenimiento correspondientes a la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional. [7]

BAHÍA: Conjunto conformado por los equipos que se utilizan para conectar una línea de transmisión, o equipo de compensación, o un transformador, o un autotransformador al barraje de una subestación, y los equipos que se utilizan para seccionar o acoplar barrajes, o para transferir la carga de un barraje a otro. [5]

CENTRO DE SUPERVISIÓN Y MANIOBRA –CSM-: Centros a través de los cuales se supervisa la operación y las maniobras en las redes y subestaciones de propiedad del Transmisor Nacional, con sujeción a las instrucciones impartidas por el CND y teniendo como objetivo una operación segura y confiable del SIN, con sujeción a la reglamentación vigente y los Acuerdos del Consejo Nacional de Operación –CNO-. [7]

CENTRO NACIONAL DE DESPACHO -CND-: Entidad encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica, con sujeción a la reglamentación vigente y a los Acuerdos del CNO. [7]

COMPENSACIÓN: Es el valor en que se reduce el Ingreso Regulado de cada TN por variaciones que excedan o superen los límites establecidos para las características de calidad a las que está asociado dicho Ingreso. [7]

CONSIGNACIÓN: Es el procedimiento mediante el cual un Transmisor solicita, y el CND estudia y autoriza la intervención de un equipo, de una instalación o de parte de ella. [7]

CONSIGNACIÓN LOCAL: Es el nombre que se le da a los trabajos de mantenimiento que sin ser considerados consignación nacional se deben considerar con el CSM.

CONSIGNACIÓN NACIONAL: Es el nombre que se da al mantenimiento de los equipos del SIN cuya intervención afecta los límites de intercambio de las áreas operativas, las generaciones mínimas de seguridad de las plantas térmicas e hidráulicas, disminuye la confiabilidad de la operación del SIN, o cuando limitan la atención de demanda.

DIÁMETRO: Es el grupo máximo de tres interruptores que interconecta los dos barrajes principales para alimentar las derivaciones de una subestación con configuración interruptor y medio. [5]

ENERGÍA NO SUMINISTRADA: Diferencia entre la cantidad de energía de la predicción horaria de demanda para el Despacho Económico que estima el CND y la cantidad de energía suministrada. [6]

FALLAS NO DESTRUCTIVAS: Son aquellas en las cuales el operador y los grupos de mantenimiento de la subestación, pueden realizar labores de reparación sobre el equipo afectado. Estas fallas implican la disminución de la capacidad operativa y de control de las subestaciones. [13]

INDISPONIBILIDAD: Se define como el tiempo sobre un período dado, durante el cual un Activo de Uso del STN no estuvo en servicio o disponible para el servicio, con toda o parte de su Capacidad Nominal. Un Activo estará indisponible cuando no esté disponible para el servicio, independientemente de que su función esté siendo suplida por otro activo del SIN. [6]

MCC: Mantenimiento Centrado en Confiabilidad.

SAS: Sistema de Automatización de Subestaciones.

SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL (STN): Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con tensiones iguales o superiores a 220 kV en el lado de baja, y los correspondientes módulos de conexión. [6]

TRANSMISOR NACIONAL (TN): Persona jurídica que realiza la actividad de Transmisión de Energía Eléctrica en el STN o que ha constituido una empresa cuyo objeto es el desarrollo de dichas actividades. Para todos los propósitos son las empresas que tienen aprobado por la CREG un inventario de activos del STN o un Ingreso Esperado. El TN siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios. [7]

UNIDAD CONSTRUCTIVA (UC): Conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, orientada a la conexión de otros elementos de una red, al transporte o a la transformación de la energía eléctrica, o a la supervisión o al control de la operación de activos del STN. [7]

RESUMEN

Las fallas en las subestaciones pueden ocasionar pérdidas de continuidad en el suministro de la energía eléctrica. La continuidad del suministro involucra aspectos relacionados con la atención de fallas en los equipos con el fin de garantizar su disponibilidad. La atención de fallas tiene como objetivo la reducción de tiempo en que los elementos del sistema están indisponibles. [13]

Por ésta razón se presenta una metodología para elaborar procedimientos para la atención de fallas no destructivas en los equipos de patio, en los de protección, control, de medida y servicios auxiliares. Estos procedimientos denominados consignas de falla se han convertido en una herramienta bastante útil para la solución de fallas presentadas. Esta metodología muestra paso a paso como realizar el estudio exhaustivo de las posibles causas y soluciones que puedan plantearse al momento de la aparición de una falla, para esto requiere realizar un análisis eficaz y verídico de los planos correspondientes al equipo.

La metodología desarrollada para atender fallas no destructivas se aplicó a una subestación configuración interruptor y medio 230kV conformando una base de datos de 399 consignas, de las cuales para el diámetro X compuesto por 2 bahías de línea se realizaron 66consignas de fallas entre interruptores y seccionadores, 66 para protecciones y 36 para medidas. Para el diámetro Y compuesto por una bahía de autotransformación y una bahía de compensación se realizaron 54 consignas de falla entre interruptores y seccionadores, 17 para protecciones, 32 para medidas y 6 para servicios auxiliares. Para la compensación paralela se realizaron 42 consignas de falla entre interruptores y seccionadores, 28 para protecciones, 32 para medidas y 4 para VQ. Por último para la compensación serie realizaron 16 consignas de falla para las protecciones.

INTRODUCCIÓN

Una subestación eléctrica es la exteriorización física de un nodo de un sistema eléctrico de potencia, en el cual la energía se transforma a niveles adecuados de tensión para su transporte, distribución o consumo, con determinados requisitos de calidad. Está conformado por un conjunto de equipos utilizados para controlar el flujo de energía y garantizar la seguridad del sistema por medio de dispositivos automáticos de protección y control. [10]

Las subestaciones están diseñadas para que funcionen manteniendo un alto grado de confiabilidad. No obstante una falla puede ocurrir en cualquier punto del sistema o equipo, causando un mal funcionamiento de una parte o de toda la subestación. [13]

La continuidad del suministro involucra aspectos relacionados con la atención de fallas en los equipos con el fin de garantizar su disponibilidad.

Los nuevos marcos regulatorios han convertido el tema de la fiabilidad en un tema crítico. Esta regulación en primer momento ha puesto a competir a las empresas por precio, pero ahora compiten por calidad. El sistema de transmisión colombiano ha concentrado sus esfuerzos para mejorar los índices de fiabilidad y en concreto la energía no suministrada (ENS).

Según el artículo 14 de la resolución 11 de 2009 “Los TN y los usuarios conectados al STN serán los responsables de mantener la calidad de la forma de onda y el balance de las tensiones de fase, de acuerdo con las normas establecidas en el numeral 7 del anexo denominado Código de Conexión que hace parte del código de Redes, contenidos en la Resolución CREG-025 de 1995. Identificando el equipo o equipos causantes de una deficiencia en la forma de onda, o de un desbalance en las tensiones de fase, el CND deberá establecer conjuntamente con el TN y los involucrados, un plazo máximo, razonable de acuerdo con las buenas prácticas de la ingeniería, para la corrección de la deficiencia identificada” [7]

Según la resolución 12 de 1999 “Que el sistema de Transmisión Nacional tiene un esquema de remuneración por regulación de ingreso y dicho ingreso debe reflejar la calidad del servicio prestado a los usuarios del SIN” [5]. Donde los índices de indisponibilidad son llevados a remuneraciones establecidas y a sanciones.

Las subestaciones como nodos de la red eléctrica juegan un papel importante en la transmisión y distribución de energía. Pero se encuentran una cantidad de deficiencias que reducen la seguridad, fiabilidad y la capacidad de control eficiente en la calidad de la

energía. Estas deficiencias se entienden como fallas en las subestaciones que ocasionan pérdidas de continuidad del suministro de energía eléctrica desde las fuentes a las cargas.

En el presente trabajo se pretende desarrollar una metodología para elaborar procedimientos para la atención de fallas no destructivas en los equipos de alta tensión como interruptores y seccionadores, sistemas de control y protección, de medida y servicios auxiliares para una subestación de control coordinado configuración interruptor y medio. Los capítulos de éste trabajo se encuentran distribuidos de la siguiente manera:

1. Generalidades de la S/E Configuración Interruptor y Medio: Esboza de una manera general los conceptos sobre equipos de patio, sistemas de control, sistemas de protección y sistemas de servicios auxiliares.

2. Definición del sistema: Abarca con precisión como está conformada la subestación configuración interruptor y medio explicando nomenclatura, diagrama unifilar y funciones específicas del sistema.

3. Planos y diagramas eléctricos: Esboza de manera general los planos y diagramas eléctricos típicos que hacen parte de la S/E, como símbolos y convenciones, diagramas de principio, diagramas del sistema de control, diagramas de protección, diagramas de cableado de control y fuerza, diagrama de servicios auxiliares y diagramas de la compensación serie.

4. Metodología para la elaboración de consignas de falla: Se desarrolla el planteamiento metodológico para elaborar procedimientos para la atención de fallas no destructivas en la S/E.

5. Resultados: Se presenta la aplicación de la metodología propuesta en diversos escenarios para la S/E configuración Interruptor y Medio con sus respectivos resultados.

6. Interfaz animada de una consigna de falla: Se presenta una propuesta sobre un caso particular, como fase inicial de la automatización de las consignas de falla, proporcionando una interfaz amigable para ayudar a acelerar la toma de decisiones ante la contingencia presentada.

1. GENERALIDADES DE LA SUBESTACIÓN CONFIGURACION INTERRUPTOR Y MEDIO 230kV

1.1. EQUIPOS DE PATIO

Se define a los equipos de patio como el conjunto de equipos y barras de conexión de una subestación que tienen igual nivel de tensión y están localizados en un mismo sector [11]. Los equipos de patio que se describen a continuación corresponden a los mismos que se van a estudiar en la metodología para la localización de fallas eléctricas no destructivas en subestación configuración interruptor y medio 230kV.

1.1.1. Interruptores de potencia

Los sistemas de transmisión de la energía eléctrica están protegidos y controlados por interruptores de media y alta tensión. Un interruptor es un dispositivo capaz de interrumpir, establecer las corrientes eléctricas del circuito tanto nominales como de falla o cortocircuitos [11]. Su función básica es conectar o desconectar de un sistema o circuito energizado líneas de transmisión, transformadores, reactores o barrajes. Un interruptor de alta tensión tiene tres componentes principales:

Cámara de interrupción: Donde ocurre la conducción y la interrupción de la corriente en el circuito de potencia. Generalmente es un volumen cerrado que contiene los contactos de apertura y cierre (make-break) y un medio de interrupción (aire comprimido, aceite, SF₆, vacío, etc.), usado para el aislamiento y apagar el arco.

Mecanismo de operación: Donde se inicia la energía requerida para cerrar y abrir los contactos y para el apagar el arco.

Control: Donde se monitorea el estado y las órdenes que se generan para operar el interruptor.

- **Interruptores según el medio de interrupción:** Los interruptores según el medio de interrupción pueden ser interruptores automáticos de aire con mecanismos de operación de resorte para reducir el quemado de los contactos al hacer la operación más rápida. Interruptores sumergidos en aceite utiliza al aceite como medio aislante para la extinción del arco.

Interruptores de aire comprimido, basado en la capacidad aislante y de enfriamiento del arco que tiene el aire comprimido y seco. Y los interruptores de SF₆ (Hexafluoruro de azufre) en las cuales aprovecha las excelentes propiedades aislantes y de enfriamiento del arco de éste gas. El SF₆ puede extinguir arcos de corriente 100 veces más fuertes de los que podría extinguir el aire.

- Interruptores según el mecanismo de operación: El mecanismo de operación es el dispositivo que por medio de energía almacenada, acciona el interruptor ya sea para abrirlo o cerrarlo. La energía que almacena el mecanismo de operación debe ser suficiente para efectuar las secuencias de operación requeridas por el sistema. Cabe anotar que el 90% de las fallas de los interruptores son por fallas mecánicas originadas en el mecanismo de operación. Básicamente los tres tipos de mecanismos de operación son: resortes, neumático e hidráulico y, en menor escala, el gas SF₆. [11]

Resortes: En estos mecanismos la energía se almacena cargando resortes, tanto para la apertura como para el cierre del interruptor. La principal ventaja de este tipo de mecanismo de operación es que al efectuarse la operación de cierre del interruptor se carga el resorte de apertura, asegurándose así siempre el disparo del interruptor. El resorte de cierre es recargado mediante un motor; también es posible recargar manualmente el resorte de cierre en caso de indisponibilidad del motor por medio de una palanca suministrado por el equipo.

Neumático: En este mecanismo la energía se almacena en forma de aire comprimido. Se usa en interruptores de aire comprimido con el objeto de aprovechar el aire presurizado utilizado para la extinción del arco; sin embargo, el mecanismo neumático no se limita a estos interruptores, éste se utiliza también para operar interruptores de aceite y de SF₆. La presión del aire se mantiene constante por medio de un motor-compresor existiendo diferentes alarmas de acuerdo con los niveles de presión.

Hidráulico: Éste tipo de mecanismo es similar al neumático pero, como su nombre lo indica, opera con base en la presión de aceite. Se utiliza cuando se requieren tiempos de operación muy cortos debido a su rápida reacción.

Hexafluoruro de azufre (SF₆): El interruptor utiliza su propio gas aislante SF₆ bajo presión como acumulador de energía para la maniobra.

1.1.2. Seccionadores

Un seccionador es un dispositivo que aísla parte de la subestación para el seccionamiento de circuitos para necesidad de operación o por necesidad de aislar componentes del sistema (equipos o líneas) para realizar su mantenimiento [11]. En éste último caso los seccionadores abiertos que aíslan componentes en mantenimientos deben tener una resistencia entre terminales a los esfuerzos dieléctricos de tal forma que el personal del campo pueda ejecutar el servicio de mantenimiento en condiciones adecuadas de seguridad.

- Tipos constructivos: Los diferentes tipos constructivos de seccionadores que normalmente se utilizan en las subestaciones de alta tensión son seccionadores de apertura central, seccionadores de doble apertura o rotación central, seccionadores de tipo pantógrafo o semipantógrafo.

Seccionadores de apertura central: Originan espaciamientos entre fases mayores que los demás, para mantener la separación fase a fase especificada. Este hecho se hace más crítico cuanto mayor es la tensión de la subestación. Requieren altas frecuencias de acciones de mantenimiento.

Seccionadores de doble apertura o rotación central: Las cuchillas son muy largas y tienden a sufrir deformaciones, principalmente en los esquemas de maniobra en los que determinados seccionadores operan normalmente abiertos razón por la cual no son utilizados generalmente para tensiones mayores a 345 kV.

Seccionadores tipo pantógrafo y semipantógrafo: Presentan la ventaja de la economía de área, los tres polos no necesitan estar alineados como en los desconectores de columnas giratorias, las fundaciones son menores, etc. Eventualmente estos seccionadores pueden presentar una mayor frecuencia de mantenimiento para ajuste de articulaciones. Estos tipos de seccionadores presentan la mayor utilización como seccionadores de by-pass o paso directo y como selectores de barra.

- Mecanismo de operación: El mecanismo de operación de los seccionadores puede ser manual o motorizado. La operación manual del seccionador puede ser hecha por una simple vara aislada o por manivela localizada en la base del seccionador. La operación motorizada se hace por medio de un mecanismo único que, a través de ejes, comanda la operación conjunta de los tres polos, o por mecanismos independientes para cada polo del seccionador (pantógrafos y semipantógrafos), situación que se tiene en las subestaciones de tensiones superiores a 300 kV por los espaciamientos de fases. Generalmente, los seccionadores motorizados también tienen mecanismo de operación manual, el cual se enclava con el mando eléctrico para impedir su operación simultánea. [10].

Para las cuchillas de puesta a tierra se puede utilizar mando eléctrico o mando manual, de acuerdo con las prácticas operativas de las empresas de servicio.

1.1.3. Transformadores de tensión:

Normalmente en sistemas con tensiones superiores a los 600 V las mediciones de tensión no son hechas directamente en la red primaria sino a través de equipos denominados transformadores de tensión. Estos equipos tienen como funciones, aislar el circuito de baja tensión (secundario) del circuito de alta tensión (primario), procurar que los efectos transitorios y de régimen permanente aplicados al circuito de alta tensión sean reproducidos

lo más fielmente posible en el circuito de baja tensión. En cuanto al tipo, los transformadores de tensión pueden ser: transformadores inductivos, divisores capacitivos, divisores resistivos, divisores mixtos (capacitivo/resistivo). Los transformadores inductivos pueden ser construidos para conexión fase- tierra (un polo aislado) o para conexión fase-fase (doble polo aislado); estos últimos se utilizan primordialmente en media tensión. Los divisores resistivos y mixtos no se utilizan normalmente en sistemas de potencia, sino más bien en circuitos de prueba e investigación en laboratorio. Para tensiones superiores a 145 kV los divisores capacitivos son predominantes. [10].

1.1.4. Transformadores de corriente:

Los transformadores de corriente son utilizados para efectuar las mediciones de corriente en sistemas eléctricos. Tienen su devanado primario conectado en serie con el circuito de alta tensión. La impedancia del transformador de corriente, vista desde el lado del devanado primario, es despreciable comparada con la del sistema en el cual estará instalado, aún si se tiene en cuenta la carga que se conecta en su secundario. En esta forma, la corriente que circulará en el primario de los transformadores de corriente está determinada por el circuito de potencia. Los valores normales de corrientes secundarias asignadas son 1 A, 2 A y 5 A. [10].

- Transformadores de corriente según su construcción eléctrica: Los transformadores de corriente pueden tener las siguientes variantes eléctricas:

Con varios núcleos: Transformador de corriente con varios devanados secundarios independientes y Montados cada uno en su propio núcleo, formando conjunto con un único devanado primario, cuyas espiras (o espira) enlazan todos los núcleos secundarios.

Secundario de relación múltiple o multi-relación: La relación de transformación se puede variar por medio de tomas (taps) en las vueltas del devanado secundario, presentan el inconveniente de la disminución de la capacidad en las relaciones más bajas.

- Transformadores de corriente según su utilización: Los transformadores de corriente, según su utilización, se clasifican en dos tipos, así:

Transformadores de corriente para medida: Son los transformadores de corriente utilizados para alimentar instrumentos de medida, contadores de energía y otros instrumentos análogos.

Transformadores de corriente para protección: Son los transformadores de corriente utilizados para alimentar relés de protección.

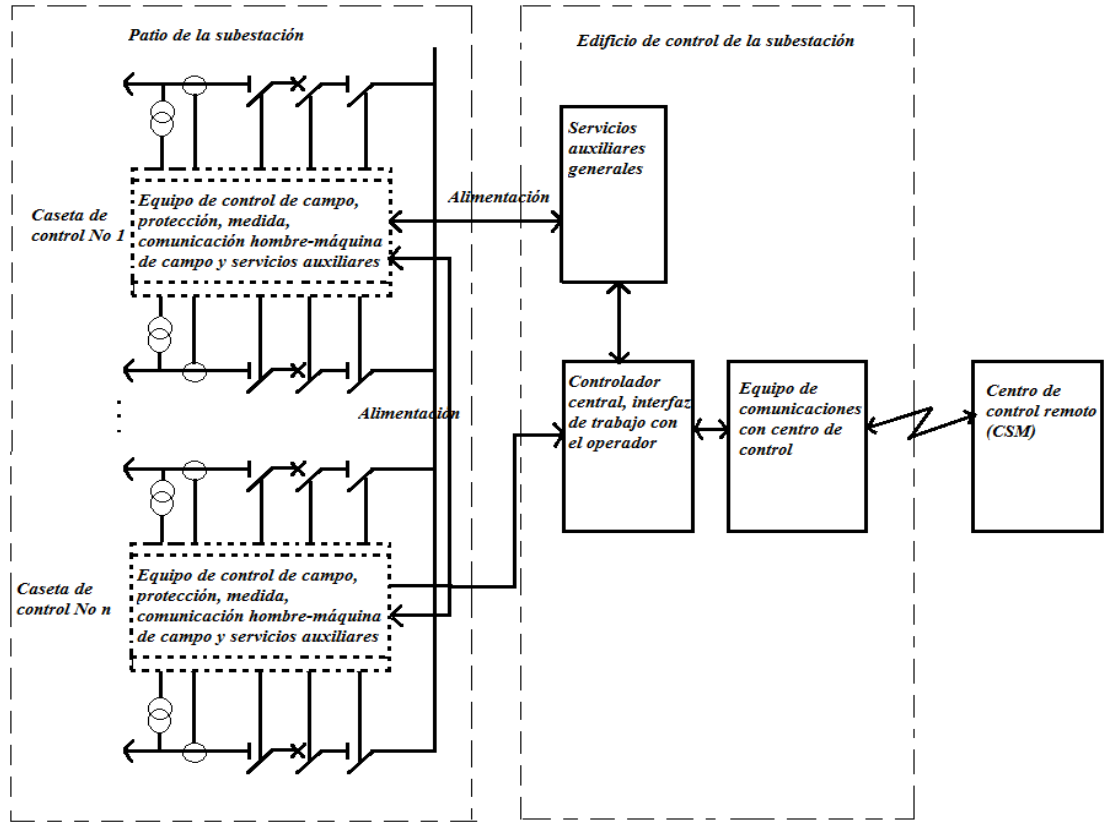
1.2. SISTEMAS DE CONTROL

Un sistema de control se define como un conjunto formado por dispositivos o funciones de medida, indicación, registro, señalización, regulación, control manual y automático de los equipos y los relés de protección, los cuales verifican, protegen y ayudan a controlar un sistema de potencia. La función principal de un sistema de control es supervisar, controlar y proteger la transmisión y distribución de la energía eléctrica. Durante condiciones anormales y cambios intencionales de las condiciones de operación, el sistema de control deberá, hasta donde sea posible, asegurar la continuidad de la calidad del servicio de energía eléctrica. [11].

1.2.1. Sistema de control distribuido:

El control distribuido consiste en repartir en casetas de control en el patio de la subestación, los controladores de campo, protecciones y equipos de comunicación, aproximándolos a los equipos para reunir las señales de información, emitir comandos y efectuar procesamiento de datos (Figura 1.1). En el edificio de control se instalan un controlador central y la estación de trabajo del operador, los cuales se conectan con los controladores de campo ubicados en las casetas de control mediante enlaces de fibra óptica, medio altamente inmune a las interferencias. El sistema de servicios auxiliares puede dejarse centralizado en el edificio de control o también distribuirse en las casetas de control.

Figura 1.1. Sistema de control distribuido



El sistema de control distribuido tiene grandes ventajas ya que aprovecha los equipos basados en microprocesadores y los medios de transmisión de información por redes de fibra óptica para acercar las funciones de control a los equipos ahorrando significativamente cableado, cuando hay mucha distancia entre el patio y el edificio de control.

1.2.2. Sistema de control coordinado SCC

Es un sistema de control numérico de las subestaciones en el cual las funciones de control y supervisión son realizadas por dispositivos independientes a los de medida y protección, los cuales intercambian información entre sí, ya sea mediante enlaces de datos o en forma convencional a través de relés, contactos y señales análogas. En general un SCC está conformado por los siguientes elementos: Controladores para el procesamiento de información, programación de enclavamientos, etc. [11].

- Interfaz hombre-máquina con el operador para visualización de alarmas, mando y señalización de los equipos
- Sistema de protección, incluyendo los relés principales y los de respaldo, recierre, localización de fallas, registro de fallas, verificación de sincronismo, mando sincronizado y auxiliares.
- Contadores de energía
- Medidores multifuncionales
- Relés de interposición
- Tableros de agrupamiento
- Control paralelo de transformadores
- Equipos de comunicación
- Servicios de corriente alterna y continua.

En este sistema, toda la información de la subestación, incluyendo las señales de los equipos de protección, se señala al sistema de control mediante contactos de señalización tableados a entradas digitales de los controladores. Las señales analógicas también se conectan a entradas analógicas de los controladores

1.2.3. Sistema de subestaciones SAS

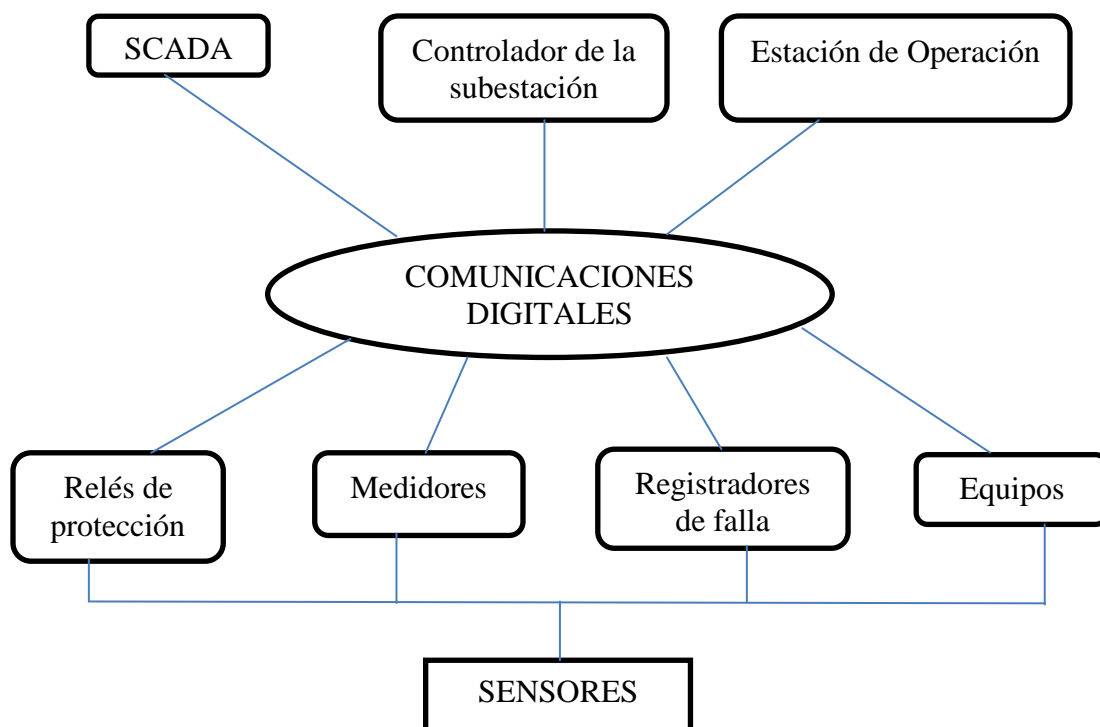
El sistema de automatización de subestaciones SAS se basa en el uso de IED's (Intelligent Electronic Devices), los cuales son dispositivos autónomos e independientes con facilidades de comunicación a través de protocolos normalizados que emplean uno o más microprocesadores para enviar o recibir información desde o hacia una fuente externa. El SAS integra en una misma plataforma informática los datos suministrados por los IED's que se emplean en la subestación. [11].

Los IED's pueden ser equipos de medida, protecciones, registradores de falla, controladores, equipos de monitoreo, diagnóstico de equipos de patio etc.

Lo que hace el sistema es integrar todos los datos en una misma red de control ya sea directamente o a través de elementos convertidores de protocolos. El medio físico de la conexión de la red de datos entre los IED's normalmente es por fibra óptica o por cable trenzado UTP categoría 5. [10].

Para la marcación en tiempo real de los eventos, los equipos toman la señal de un reloj sincronizado por satélite GPS y la distribuyen entre sus equipos para garantizar la resolución y la precisión requeridas para el registro secuencial de eventos (SOE).

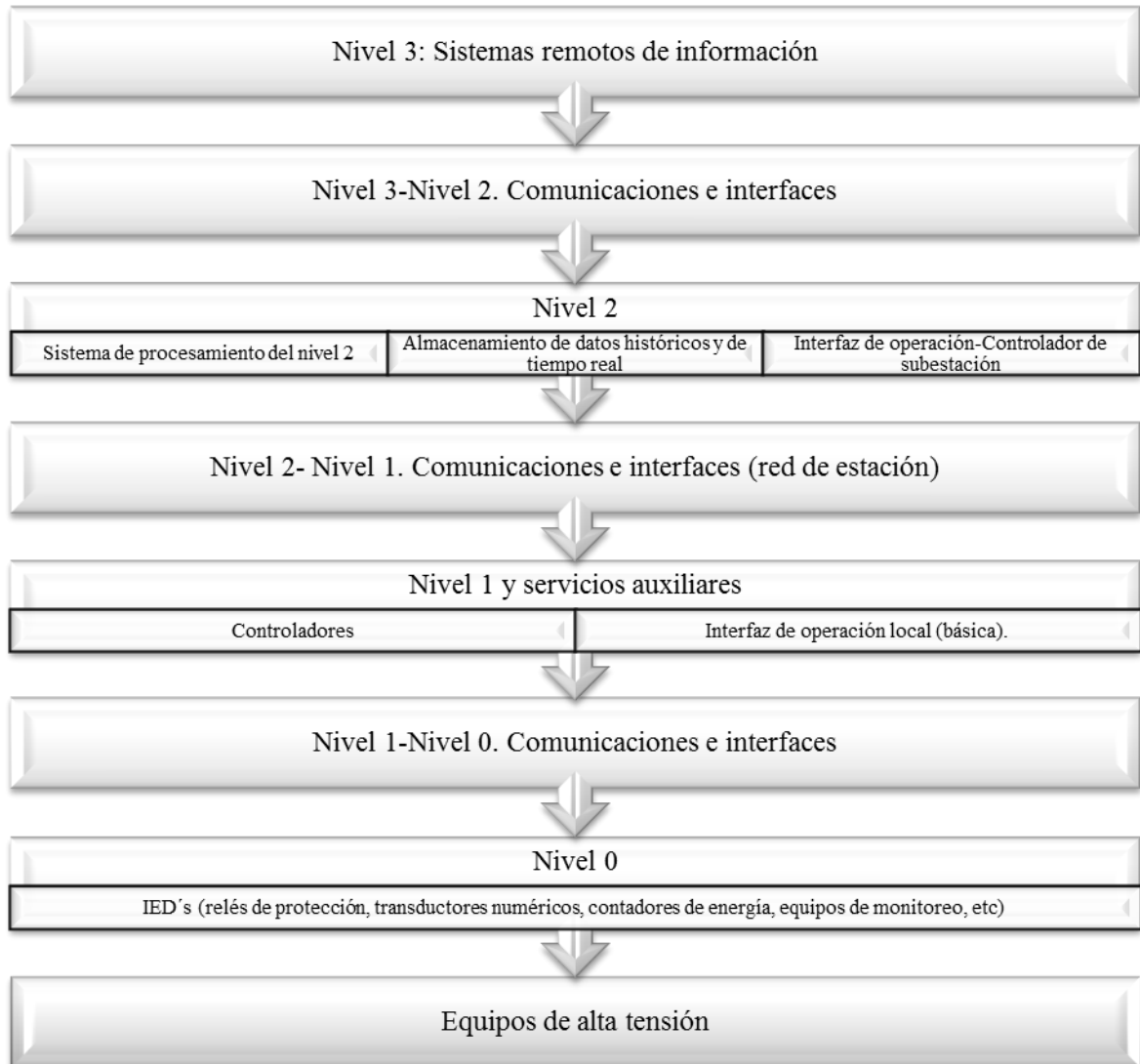
Figura 1.2. Principio de los sistemas de automatización de subestaciones SAS



1.2.4. Arquitectura de los sistemas de control:

La arquitectura de los sistemas de control se encuentra enmarcada dentro de una estructura jerarquizada, el cual es un sistema de control global de todas las actividades de la subestación, empleando una estructura con diferentes niveles de control y tipos de equipos según su nivel y función (por ejemplo computadores, controladores, protecciones etc.), todos ellos conectados entre sí para logra una estructura jerarquizada o piramidal. En la figura 1.3 se observa la estructura jerárquica de un sistema de control SAS. [11].

Figura 1.3. Estructura jerárquica de un sistema de control SAS



1.2.5. Comunicaciones de los SAS:

Cada nivel del SAS tiene todos sus programas necesarios para la comunicación entre niveles. Los protocolos son los encargados de la transmisión de datos con alta confiabilidad y seguridad. [11].

- Comunicaciones Nivel 0-Nivel 1: Entre el Nivel 0 y el Nivel 1 se tienen los siguientes tipos de comunicación: Cableado convencional entre los equipos de patio convencionales, servicios auxiliares y los controladores. Comunicación serial entre los IED's y los controladores (relés de protección transductores numéricos, contadores de

energía, equipos de monitoreo, equipos de control y supervisión de equipos de patio modernos, etc.).

- Comunicaciones Nivel 1-Nivel 2: Esta corresponde a la comunicación entre los controladores y los procesadores de Nivel 2, estaciones de operación y entre los equipos del Nivel 2, incluyendo el equipo de comunicaciones hacia el sistema de información remoto. En general, en los sistemas actuales, en la comunicación entre el Nivel 1 y el Nivel 2 se usan protocolos propietarios de los diferentes fabricantes y protocolos abiertos como DNP 3.0, Modbus Plus e IEC 870-5-101/2/3. Para las comunicaciones entre el equipo de Nivel 2 también se utiliza TCP/IP sobre una LAN Ethernet.

Las comunicaciones entre los Niveles 1 y 2 son realizadas en fibra óptica para los equipos que no se encuentran físicamente en la misma sala, de lo contrario en cable UTP o STP categoría 5.

- Comunicaciones Nivel 2-Nivel 3: Las comunicaciones entre los Niveles 2 y 3 son a través de las redes WAN (Wide Área Networks), mediante Gateway, servidores y/o routers usando protocolos propietarios, DNP 3.0, IEC 60870-5-101, IEC 60870-6-TASE.2 o IEC 61850. El medio de comunicación es microondas, fibra óptica, radio, satélite o redes telefónicas. Los Gateway, servidores y routers tienen conexión a la red local del SAS y a la WAN.

1.2.6. Funciones básicas de los sistemas de control:

A continuación se realiza una descripción de las funciones principales de los sistemas de control enfocados a los sistemas SAS. [11].

- Interfaz de operación o interfaz hombre-máquina (IHM): La interfaz de operación o interfaz hombre-máquina (IHM), contiene los elementos necesarios para la visualización parcial o total de la subestación, con el fin de tomar decisiones para su comando. La IHM corresponde a un esquema simbólico de la configuración de la subestación, en donde también se representan los equipos de maniobra (interruptores y seccionadores) y a su vez se permite su comando. La IHM también tiene como función señalar las alarmas de la subestación y alertar al operador mediante una señal sonora hasta que éste reconozca la alarma a través de la misma IHM.
- Señalización local y comandos en sistemas SAS: En los SAS, el sistema adquiere esta información directamente desde los IED's instalados a través de la red de comunicaciones. Otras señales digitales provenientes de equipos en el patio, relés electromecánicos, alarmas del sistema de servicios auxiliares, etc., son adquiridas a través de entradas digitales de los IED's. De manera similar, los comandos son ejecutados a través de salidas digitales de los IED's, utilizando relés de interposición con contactos de alta capacidad para maniobrar los equipos de patio.

- Interfaz con el sistema de control remoto en sistemas SAS: En los sistemas SAS, la comunicación con el sistema de control remoto hace parte de las funciones del controlador central de la subestación, el cual se conecta al sistema de comunicaciones a través de uno de sus puertos de salida. En algunos sistemas, es también común instalar un computador de comunicaciones o Gateway, el cual se encarga de procesar el registro de eventos del sistema de control y convertirlo al formato del protocolo de comunicaciones del sistema de control remoto.

1.3. SISTEMAS DE PROTECCIÓN

“La protección de una subestación es un conjunto de sistemas que mantienen vigilancia permanente y cuya función es eliminar o disminuir los daños que puede recibir un equipo eléctrico cuando se presenta una falla” [10]. El objetivo de los sistemas de protección consiste en reducir la influencia de una falla en el sistema, para que no produzca daño a los equipos ni a los seres vivos. Esto se logra cubriendo de manera ininterrumpida los sistemas de potencia utilizando esquemas de protección y relés que hayan sido diseñados con la atención requerida. Las protecciones trabajan en compañía con los interruptores los cuales desconectan al equipo luego de dar orden del relé.

Otra función muy importante de los sistemas de protección consiste en proveer la mayor información posible del evento (fecha y hora, localización, tipo de falla, etc.), con el fin de aportar los datos para estimar las causas, si existió la falla o fue un disparo erróneo, si es temporal o definitiva.

1.3.1. Partes de una protección

Los diferentes elementos que forman parte de un sistema de protección eléctrica son los siguientes:

- Batería de la subestación
- Cables de control
- Interruptores de potencia
- Transformadores de corriente y de potencial
- Relevadores

De los cinco puntos considerados, los cuatro primero ya han sido expuestos, el único que se va a analizar es el relevador.

Relés: Son dispositivos electromagnéticos o electrónicos que protegen los equipos de una instalación eléctrica de los efectos destructivos de una falla y reducen sus efectos y daños. Al decir que “protegen” se hace referencia a que al actuar en combinación con otros equipos, se encargan de reducir el daño, debido a la desconexión del equipo que ha fallado.

Los relés son dispositivos que envían a los interruptores considerados una señal de apertura y funcionan cuando al energizarse su bobina de disparo cierran sus contactos disparando a los interruptores. [10]

Los relés se pueden dividir en tres grupos: Atracción electromagnética, inducción electromagnética y de estado sólido. Cualquiera de ellos operan mediante las señales recibidas, que pueden ser de tensión (derivada de transformadores de potencial), corriente (derivada de transformadores de corriente), mixtos (reciben ambas señales simultáneamente)

1.3.2. Fallas

Un evento no planeado puede ocurrir en cualquier momento. En los sistemas de transmisión pueden ocurrir diferentes tipos de fallas, como fallas propias al sistema de potencia y fallas ajenas al sistema de potencia, las cuales se describen a continuación. [11].

- Fallas propias al sistema de potencia: Son fallas que involucran un equipo primario como transformador, línea, barraje, etc. y se hace necesario su desconexión ya que existe una condición anormal como una sobrecorriente, sobre o baja tensión o frecuencia.

Las fallas más comunes se pueden clasificar en Fallas en paralelo o derivación; cuando ocurre un cortocircuito o falla a tierra entre las fases, Fallas en serie; cuando hay una apertura de la conexión, polo abierto de un interruptor o ruptura de conductor de fase, Combinación de fallas serie-paralelo; cuando la falla ocurre en diferentes puntos de la red, si ocurren varios disparos y recierres secundarios como consecuencias de una causa inicial única.

- Fallas ajenas al sistema de potencia: Son disparos indeseados que ocurren en ausencia de una falla, es decir no habían condiciones anormales de corriente, tensión, etc. Sus causas principales son fallas en el cableado o elementos secundarios (relé, señales, etc.), ajustes incorrectos o errores humanos.

1.3.3. Causas y juicios ante fallas

En la transmisión es cada vez preocupante la responsabilidad ante fallas que aparecen en las subestaciones sobre todo las que causan interrupciones e indisponibilidades, por esta razón resulta importante establecer la raíz de la falla. Bajo éste punto de vista se pueden clasificar así:

- Fallas o perturbaciones esperadas: Las causadas por la naturaleza como las descargas atmosféricas o ciertos tipos de animales en líneas de transmisión; sobrecargas y sobretensiones con magnitudes y duraciones no superiores a los valores asignados de los equipos.

- Fallas originadas por el diseño: Equipos o instalaciones mal seleccionadas, ausencia de pararrayos o insuficientes sistemas de protección, de puesta a tierra o de apantallamiento.
- Fallas causadas por la construcción y el montaje: Las más comunes aparecen con el uso inadecuado de herramientas, conectores, cables y con el maltrato a los equipos; sin embargo, son las más notorias y normalmente se detectan con las pruebas de puesta en servicio y de post-energización. Se busca evitarlas con las interventorías de construcción y montaje.
- Fallas en la operación o en el mantenimiento predictivo: Ocurren al permitir sobrecargas o sobretensiones excesivamente prolongadas o repetitivas; se minimiza su riesgo con un sistema de protecciones debidamente seleccionado y ajustado; sin embargo, si las exigencias son frecuentes, el envejecimiento de los equipos se acelera. Por esto son importantes los mantenimientos predictivos que permitan conocer la evolución de los equipos.
- Disparos indeseados causados por los errores humanos.

Para poder explicar una u otra causa se vuelve cada vez más importante realizar una adecuada gestión de la información de todos los equipos desde su diseño hasta su mantenimiento.

1.4. SISTEMAS AUXILIARES

En las subestaciones se disponen de servicios auxiliares de corriente alterna y corriente continua. El primero, para alimentar cargas de mayores insumos, tales como ventilaciones y bombas de equipos de patio y transformación, sistemas complementarios de la subestación; iluminación, instalaciones eléctricas del edificio, sistemas de seguridad, etc., así como fuente para los sistemas de corriente continua. Estos últimos, utilizando baterías como respaldo, son un sistema de mayor confiabilidad, encargado de alimentar los sistemas secundarios de la subestación; protección, control, medida y comunicaciones. [11].

1.4.1. Partes de un sistema auxiliar

Los sistemas auxiliares pueden considerarse formados por servicios de estación, alumbrado, sistema contra incendio y aire acondicionado. Se entrará en detalle con los servicios de estación que comprenden los dispositivos que se analizarán posteriormente.

- Servicio de estación: Este servicio comprende:

Transformadores: Dependiendo de la complejidad de la subestación, la capacidad de los transformadores del servicio de estación varía en función de las cargas conectadas. Siempre se deben utilizar dos transformadores, mientras que uno se mantiene energizado el otro está listo para reemplazar al primero en caso de falla, mediante un mecanismo de transferencia.

Tableros: La cantidad de tableros y secciones que éstos tengan dependen de la complejidad de la subestación. Se tienen dos tipos de tableros, tableros principales y tableros secundarios.

El tablero principal se emplea para el control y protección de los servicios de corriente alterna. Está formado por cuatro barras, o sea, tres fases que deben soportar hasta 800A continuos y un cortocircuito entre fases de 17 kA, y una barra que es el neutro. Las barras deben soportar una tensión nominal de 220VCA a 60Hz. Estas barras alojan interruptores que reciben energía de los transformadores para alimentar diferentes cargas se muestran más adelante. [10].

El tablero secundario su alimentación la recibe del tablero principal a 220V de corriente alterna, entrando al tablero por su parte inferior. Está formado por cuatro barras para 250 A, que deben soportar un cortocircuito entre fases de 15kA. En éstas secciones alojan un conjunto de interruptores de corriente directa de diferentes capacidades, un conjunto de equipos de medición y un conjunto de relevadores de baja tensión y de tiempo. [10].

Baterías: Las baterías instaladas en las subestaciones, que forman parte de los servicios auxiliares, tienen como función principal almacenar la energía que se utiliza en el disparo de los interruptores, por lo que debe encontrarse en óptimas condiciones. [11]

Las baterías se instalan en un cuarto cerrado, que forma parte del edificio principal de la subestación y lo más cerca posible de los tableros para reducir al máximo la longitud de los cables y por lo tanto la posibilidad de la aparición de sobretensiones, por acoplamiento capacitivo o inductivo. La capacidad de una batería viene dada por el valor de los ampere-horas que puede suministrar en condiciones de trabajo normales.

Cargadores: Son dispositivos que mantienen las baterías al nivel de la carga nominal. Estos dispositivos son rectificadores estáticos, contruidos con tiristores y que regulan la tensión de flotación de la batería.

Para cada batería se utilizan dos cargadores, uno como el sustituto del otro. Los cargadores se instalan en un cuarto cercano al de baterías, para protegerlos de los gases que desprenden éstas y evitar la posibilidad de explosión.

La capacidad de los cargadores debe poder mantener la carga de flotación a tensión constante y al mismo tiempo suministrar el consumo de la carga permanente. En el caso de falla en la corriente alterna, en que la batería alimenta todas las instalaciones de emergencia, más las suyas, al regresar el cargador debe poder suministrar la demanda normal y recargar la batería hasta el valor de flotación. [10].

Planta de emergencia: Son grupos motor-generador que se utilizan en algunas subestaciones muy importantes, para que en caso de fallas de los circuitos del servicio de la estación, se tenga una tercera posibilidad de tener energía para operar los circuitos de baja tensión de ca y cd, de la subestación.

Dichas plantas arrancan y se conectan de forma automática, al desaparecer la tensión de corriente alterna. La conexión se efectúa en las barras principales de corriente alterna, que son alimentadas por transformadores del servicio de la estación, dicha conexión se hace por medio de un interruptor operado por un equipo de transferencia automática, que sólo se cierra si los interruptores de los transformadores mencionados se encuentran abiertos y viceversa. [11].

2. DEFINICIÓN DEL SISTEMA

2.1. CONFIGURACIÓN DE LA SUBESTACIÓN

Esta configuración debe su nombre al hecho de exigir tres interruptores por cada dos salidas. Un grupo de tres interruptores, llamado diámetro se conecta entre 2 barrajes principales (Barra 1, Barra 2). Esta configuración también cuenta con una barra ficticia (Barra 0) donde está conectada la compensación paralela. [10].

En condiciones normales de operación, todos los interruptores están cerrados, cada juego de barras tiene su propia protección diferencial y en caso de falla en cualquier barra, ésta desconecta todos los interruptores que llevan energía a la barra afectada, sin dejar fuera de servicio ninguna línea, ni transformador, presentando así un alto índice de confiabilidad y de seguridad tanto por fallo en los interruptores como en los circuitos y en las barras.

2.2. NOMENCLATURA

Según la resolución 25 de 1995, apéndice I. Información estándar de Planeamiento, la información de las subestaciones está dada por:

Nombre: Nombre que identifica la subestación. Debe corresponder con los utilizados como terminales de las líneas, de la ubicación de los transformadores, autotransformadores, compensaciones. En caso de que exista más de un nivel de tensión en la misma subestación, éstos se identifican con los siguientes números; 5 para 500kV, 2 para 230kV, 1 para 110kV.

Tensión nominal: Tensión asociada al diseño de la subestación.

Compensación inductiva/capacitiva: Capacidad de compensación, expresada como el número de bancos Mvar por la capacidad de cada banco.

Tipo: Intemperie.

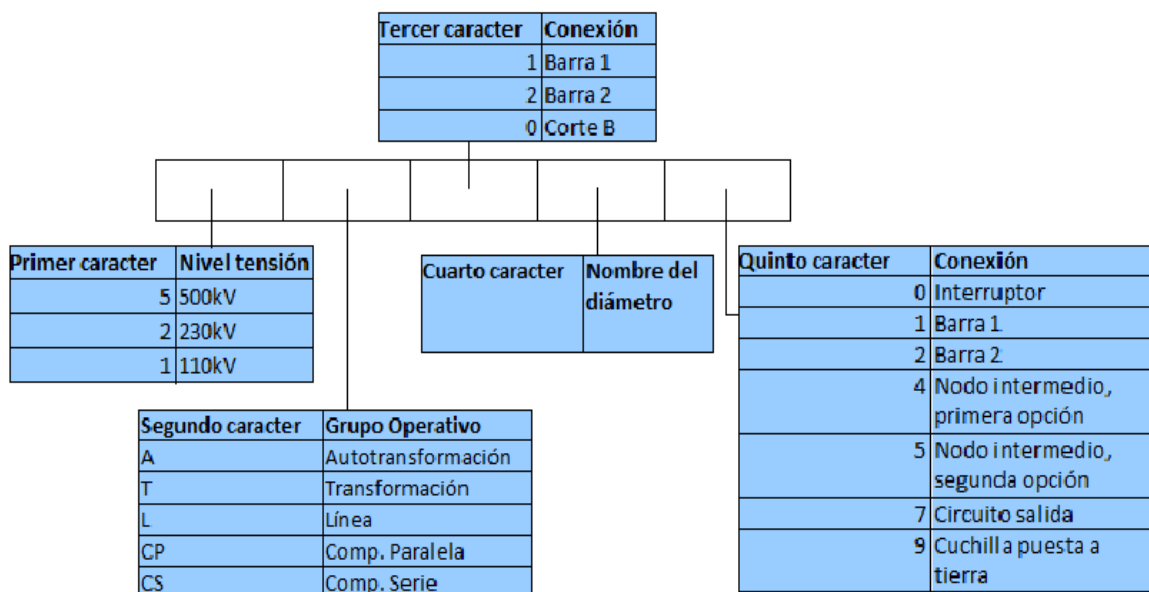
Configuración: INT1/2, Interruptor y Medio.

2.2.1. Nomenclatura de los interruptores y seccionadores

Cada interruptor y seccionador de la subestación configuración interruptor y medio con nivel de tensión 230kV está compuesta por 5 caracteres los cuales se conforman de izquierda a derecha (Figura 2.1):

- Primer caracter: Indica el nivel de tensión de la subestación
- Segundo caracter: Este caracter indica la conexión del grupo operativo o campo del interruptor/seccionador, es decir si corresponde a un campo o bahía de línea, transformación, autotransformación, compensación paralela, compensación serie, M para el caso de interruptores/seccionadores asociados al corte B de la S/E INT1/2.
- Tercer caracter: Este caracter indica a la barra que esté asociado, es decir 1 si está conectado a la barra 1, 2 si está conectado a la barra 2 o cero si es un interruptor/seccionador asociado al corte B de la S/E INT1/2.
- Cuarto caracter: Este caracter indica el nombre del diámetro a la cual pertenece el interruptor/seccionador.
- Quinto caracter: Código cero si es un interruptor, 1 conexión barra principal 1, 2 conexión barra principal 2, 4 conexión en serie a nodo intermedio primera opción, 5 conexión en serie a nodo intermedio segunda opción, 7 conexión de circuito de salida de línea, transformación, etc., 9 conexión cuchilla puesta a tierra.

Figura 2.1. Nomenclatura de los interruptores/seccionadores de la S/E.

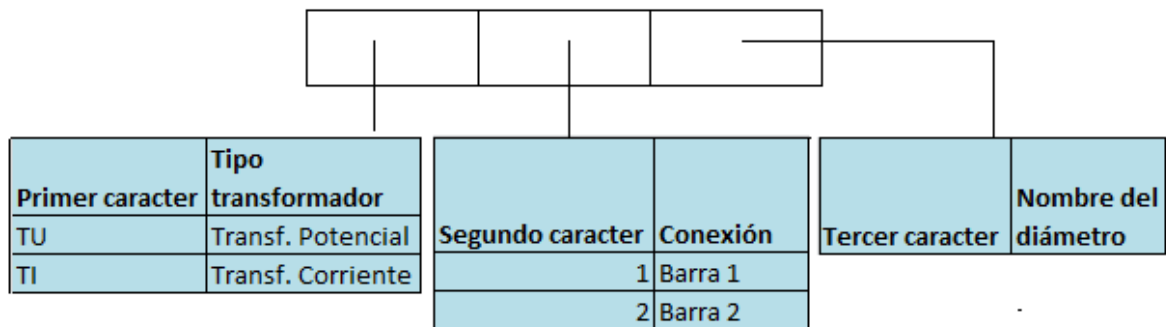


2.2.2. Nomenclatura de los transformadores de potencial y corriente

Cada transformador de potencial y corriente de la subestación configuración interruptor y medio con nivel de tensión 230kV está compuesta por 3 caracteres (Figura 2.2):

- Primer caracter: Indica que tipo de transformador es; de potencial (TU) o de corriente (TI).
- Segundo caracter: Este caracter indica a la barra que esté asociado, es decir 1 si está conectado a la barra 1, 2 si está conectado a la barra 2.
- Tercer caracter: Este caracter indica el nombre del diámetro a la cual pertenece el transformador de potencial/corriente.

Figura 2.2. Nomenclatura de los transformadores de potencial/corriente en la S/E.



2.3. DIAGRAMA UNIFILAR

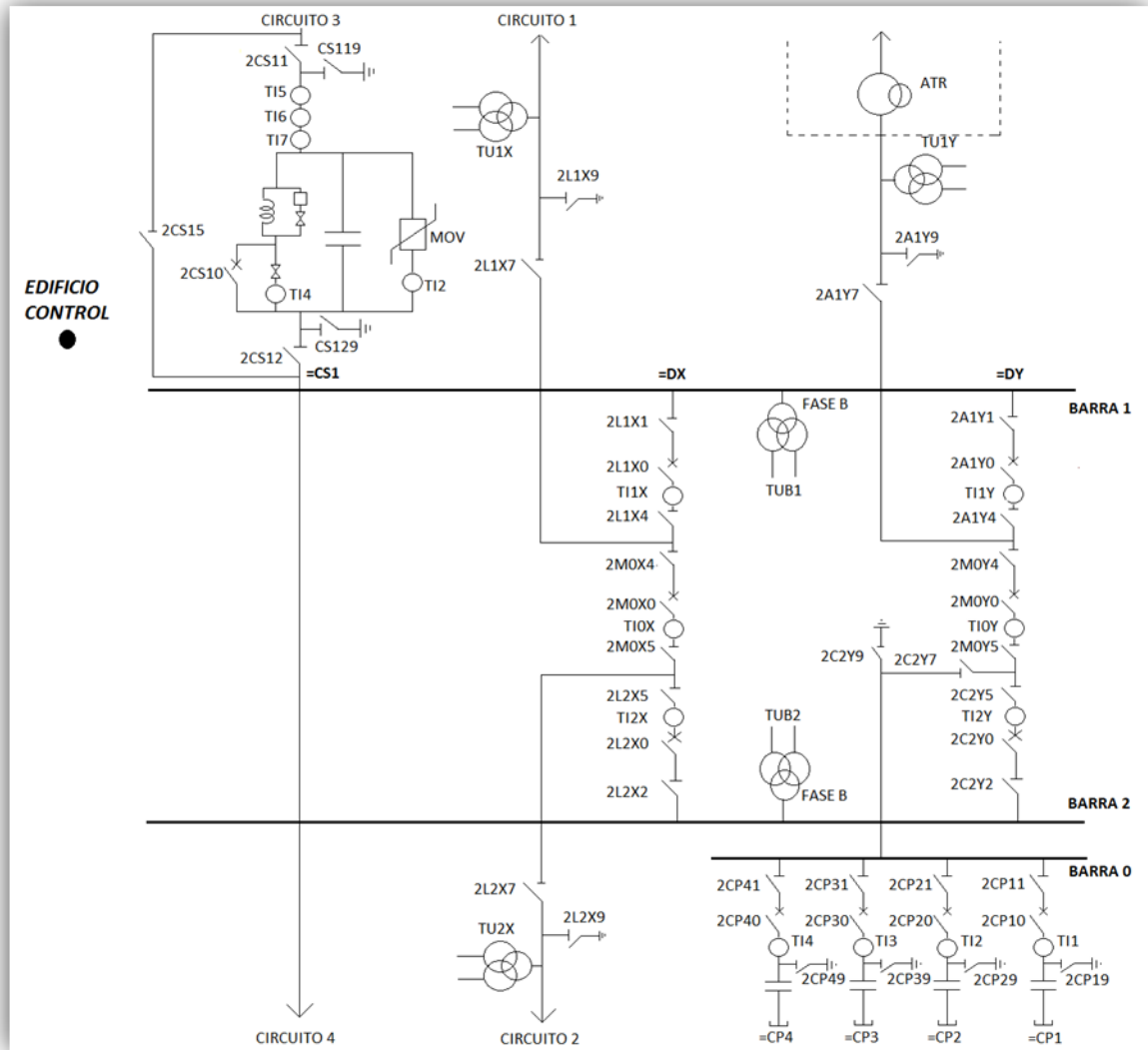
En la figura 2.3 se observa el diagrama unifilar de la subestación configuración Interruptor y medio, contiene 2 diámetros y una compensación serie:

DIÁMETRO X (=DX): Está conformado por los cortes A, B y C, los cortes A y C corresponden a bahías de línea, circuitos 1 y 2 respectivamente.

DIÁMETRO Y (=DY): Está conformado por los cortes A, B y C, el corte A corresponde a una bahía de autotransformación, el corte C es una bahía de compensación paralela conformada por 4 bancos de compensación.

COMPENSACIÓN SERIE (=CS): Está conformado por el banco 1 CS1.

Figura 2.3. Diagrama unifilar configuración interruptor y medio 230kV.



2.4. FUNCIONES DEL SISTEMA

Las funciones del sistema son:

- Control y monitoreo a nivel 3 desde el CND.
- Control y monitoreo a nivel 2 desde la IHM en la sala de control de la S/E.
- Control y monitoreo a nivel 1 desde el panel mímico local.

Las funciones de monitoreo comprenden:

- Posición de los equipos
- Adquisición de medidas de corrientes de fase, tensiones de fase, frecuencia, energía activa y reactiva, potencia activa, reactiva y aparente de cada una de las derivaciones que configuran los diámetros de 230kV
- Adquisición de medidas de corrientes de fase, tensiones de fase, frecuencia, energía activa y reactiva, potencia activa, reactiva y aparente de los servicios auxiliares de corriente alterna.
- Adquisición de Alarmas de operación de los sistemas de protección y de control de los diferentes diámetros, servicios auxiliares y propios del sistema de control.
- Reporte de eventos.
- Manejo de datos históricos y almacenamiento masivo.
- Reportes de medidas análogas y alarmas ocurridas en un día.
- Posición del cambiador de tomas del Autotransformador.
- Supervisión de la red sobre la arquitectura del sistema (Figura 2.4).

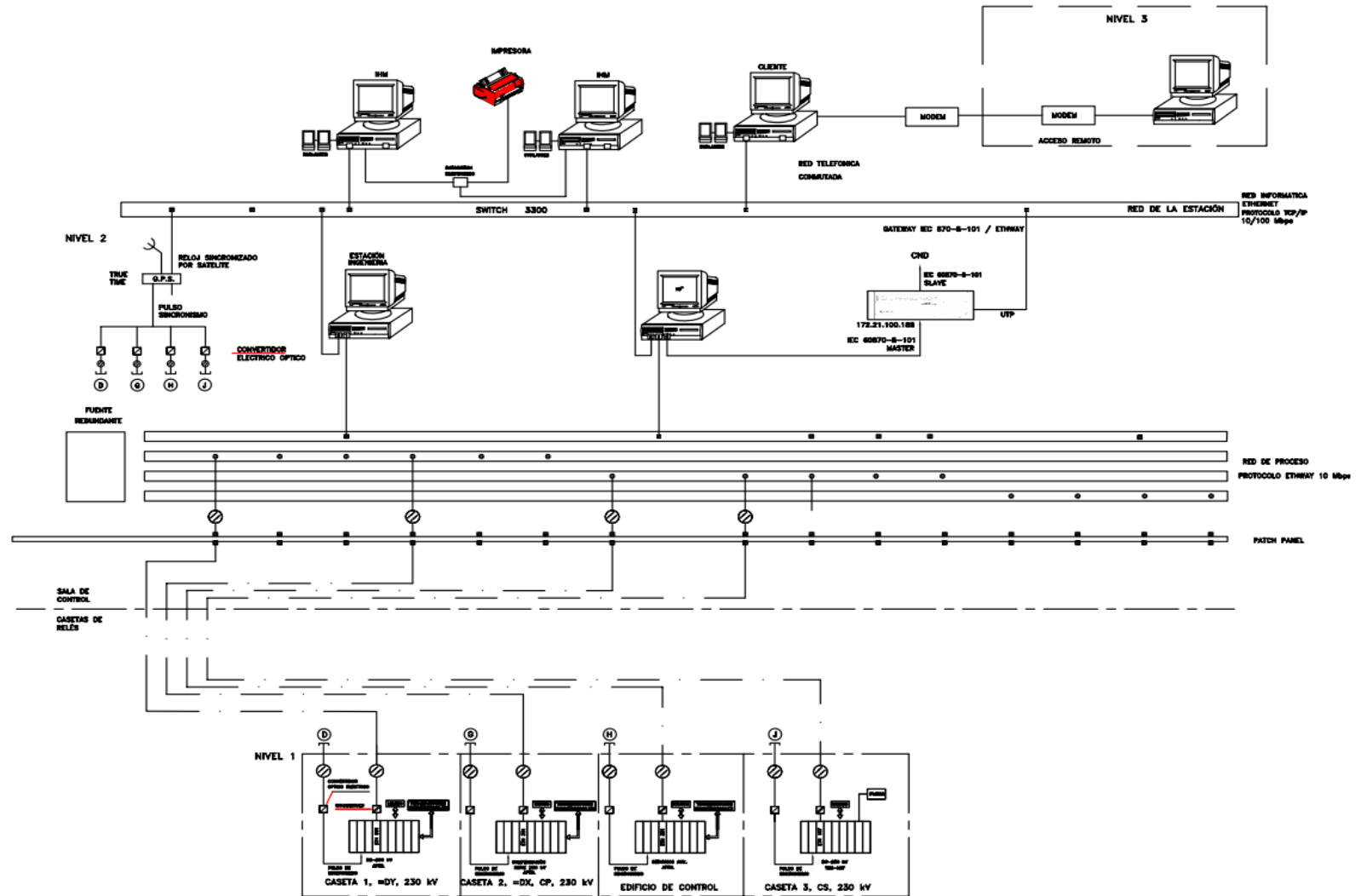
Las funciones de control para los diámetros son:

- Apertura y cierre de interruptores y seccionadores de 230kV.
- Vigilancia de enclavamientos.
- Secuencias automáticas (modo automático, paso a paso y preparación para cierre).
- Selección de tensiones para sincronismo.
- Reposición de relés de protección.
- Comando subir/bajar del cambiador de tomas del Autotransformador.

Funciones Generales:

- Monitoreo de los componentes del SAS. (Arquitectura del sistema).
- Autodiagnóstico y Automonitoreo.
- Comunicación con las redes de área local.
- Redundancia de IHM (Nivel 2).
- Selección de modo de operación.
- Comunicaciones con el CND.

Figura 2.4. Arquitectura SAS de la S/E



2.4.1. Funcionamiento de los programas aplicación

- Modos de funcionamiento:

La subestación puede ser operada desde todos los niveles jerárquicos, **con prelación del nivel inferior sobre el superior**. Sin embargo, la supervisión de la subestación es independiente del modo de operación seleccionado, es decir, todos los niveles continúan realizando la adquisición y despliegue de las señales previstas.

El Sistema de Automatización de Subestaciones (SAS) está conformado por los siguientes niveles jerárquicos:

- Nivel 0: A este nivel pertenecen los equipos de patio y los de servicios auxiliares.
 - Nivel 1: Compuesto por el Controlador de diámetro y el IHM local (mímico).
 - Nivel 2: Compuesto por las Interfaces Hombre-Máquina.
 - Nivel 3: Centro Nacional de Despacho (CND)
 - Existe adicionalmente una Selección Normal – VQC.
- Modos de operación:
 - Nivel 0: Los equipos de alta tensión solamente reciben comandos desde sus cubículos de control. No se reciben órdenes desde los niveles superiores.
 - Nivel 1: En este modo se pueden realizar comandos desde el Controlador Principal (Modo Supervisado) o desde el Controlador de Respaldo (Modo Directo) estos comandos son enviados desde la IHM Local (Mímico).
 - Nivel VQC: El controlador solo recibe órdenes provenientes del VQC (compensación paralela) y hace caso omiso a los demás niveles del SAS, excepto si el controlador está en modo Directo.
 - Nivel 2: El controlador de diámetro obedece únicamente los comandos provenientes de las IHMs ubicadas en la sala de control.
 - Nivel 3 CND: El controlador de diámetro obedece únicamente los comandos provenientes del Centro de Control.

Independientemente del modo de operación, los niveles superiores continúan realizando las funciones de monitoreo y supervisión.

- modos de funcionamiento para cada nivel:
 - Nivel 0 para los equipos de alta tensión: Corresponde al mando que se ejecuta directamente desde los mecanismos de operación de los interruptores automáticos, seccionadores y seccionadores de tierra. En los mecanismos de operación hay un conmutador con los modos de operación LOCAL – DESCONECTADO - REMOTO. En el modo de operación REMOTO, se pueden ejecutar comandos desde los niveles jerárquicos

1, 2, 3 y VQC. En el modo de operación LOCAL, sólo se pueden ejecutar comandos por medio de los pulsadores localizados en el cubículo de control local para cierre y apertura del mecanismo de operación.

En el modo de operación DESCONECTADO se inhiben los comandos hacia el equipo este modo de operación es también conocido como MANTENIMIENTO.

- Nivel 1. Corresponde al mando de los equipos de alta tensión por medio del Controlador de Diámetro, el cual tiene en cuenta la selección proveniente de un selector DIRECTO / AUTOMÁTICO / SUPERVISADO. En modo AUTOMÁTICO sólo se gestionan los comandos provenientes de los niveles 2 y 3 a través del controlador principal. En modo SUPERVISADO sólo se gestionan los comandos provenientes del IHM local, en donde el controlador principal evalúa los enclavamientos. En modo DIRECTO el Micro controlador de respaldo da el comando y por cableado se verifica los enclavamientos básicos para la operación de los equipos como son: las posiciones del interruptor para los movimientos de seccionadores, y el disparo y bloqueo para cierre del interruptor.

El controlador de diámetro se encarga de vigilar los enclavamientos antes de ejecutar los comandos cuando el comando proviene de Nivel 2 ó 3 o Nivel 1 en modo supervisado.

- Nivel 2: Corresponde al mando desde las IHMs del Sistema de Control. Se cuenta con dos Interfaces Hombre-Máquina en la sala de control de la subestación, las cuales tienen la función de lectura de variables y gestión de alarmas y eventos, así como la ejecución de comandos.

- Nivel 3: Corresponde al mando desde el Centro de Control CND. En este nivel los comandos pueden ser ejecutados desde el Centro Nacional de Despacho y son gestionados por medio del Controlador Principal.

- Nivel VQC: El VQ tiene la posibilidad de actuar sobre los bancos de CP y el cambiador de tomas del Autotrafo.

Para el control VQ hay un selector NORMAL – VQC.

Modo NORMAL: El controlador de diámetro obedece los comandos desde el SAS en cualquiera de sus niveles 1, 2,3 y se imposibilita el control desde el VQC.

Modo VQC: El controlador de diámetro obedece únicamente los comandos provenientes del VQ (Caseta-Nivel 1). Estos comandos ingresan al controlador a través de entradas digitales. El controlador evalúa los enclavamientos y ejecuta el comando hacia los equipos.

3. PLANOS Y DIAGRAMAS ELÉCTRICOS

Los planos y diagramas eléctricos que se estudian para la localización de fallas en la S/E configuración interruptor y medio son:

3.1. PLANOS GENERALES

- Diagramas de Principio
- Diagramas de sistema de control
- Diagramas de los sistemas de protección
- Diagramas de cableado de control y fuerza
- Diagramas de servicios auxiliares.

3.2. SIMBOLOS Y CONVENCIONES

En las figuras 3.1, 3.2 y 3.3 se muestran la simbología que se utilizará en los planos generales.

Figura 3.1. Simbología de los diagramas de principio

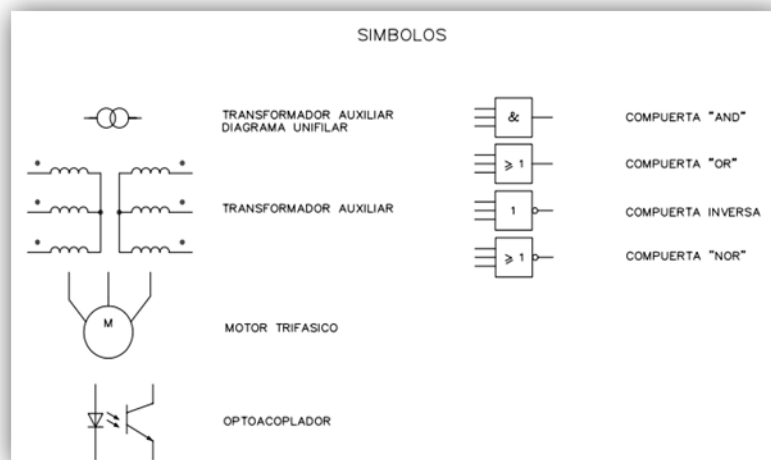


Figura 3.2. Simbología utilizada en planos y diagramas eléctricos.

SIMBOLOS					
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE		INSTRUMENTO DE INDICACION EN DIAGRAMAS ELECTRICOS		CONTACTO NA RETARDADO A LA REPOSICION
	AUTOTRANSFORMADOR		SELECTOR DE CONTROL		CONTACTO NC RETARDADO A LA OPERACION
	BANCO DE CONDENSADORES		PULSADOR DE CONTROL		CONTACTO NC RETARDADO A LA REPOSICION
	VARISTOR		CONMUTADOR DE DISCORDANCIA DE MANDO PARA INTERRUPTOR		CONTACTO ACCIONADO POR PULSADOR CON RETORNO AUTOMATICO
	INTERRUPTOR AUTOMATICO		CONMUTADOR DE DISCORDANCIA DE MANDO PARA SECCIONADOR		CONTACTO ACCIONADO POR BOTON ROTATIVO SIN RETORNO AUTOMATICO
	SECCIONADOR		INDICADOR DE POSICION SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA		RESISTENCIA DE CALEFACCION Y CONTROL POR TEMPERATURA
	SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA		RELE DE INTERPOSICION O RELE AUXILIAR		CONTACTO DE CIERRE DE UN RELE TERMICO
	DISPOSITIVO DE ACOPLE		RELE BIESTABLE		CRUCE SIN CONEXION
	FIBRA OPTICA		CONTACTO NORMALMENTE ABIERTO		CRUCE CON CONEXION
	CONEXION EN CAJA TERMINAL		CONTACTO NORMALMENTE CERRADO		CONEXION A TIERRA
	INTERRUPTOR MINIATURA		CONTACTO DE DOS DIRECCIONES		DIODO
	SELECTOR DE VOLTIMETRO		CONTACTO DE POSICION DE UN INTERRUPTOR O SECCIONADOR		LAMPARA
	REGISTRADOR DE FALLAS		CONTACTO DE POSICION DE UN INTERRUPTOR O SECCIONADOR		RESISTENCIA
	CONTADOR DE ENERGIA		CONTACTO FIN DE CARRERA DE UN INTERRUPTOR O SECCIONADOR		BORNERA SECCIONABLE
	TRANSDUCTOR		CONTACTO FIN DE CARRERA DE UN INTERRUPTOR O SECCIONADOR		
	MEDIDOR DE POTENCIA		CONTACTO NA RETARDADO A LA OPERACION		

Figura 3.3. Simbología y convenciones de las protecciones de los planos y diagramas eléctricos

SIMBOLOS		
	PROTECCION PRINCIPAL 1 RELE DE DISTANCIA CON FUNCIONES DE: BLOQUEO POR OSCILACION DE POTENCIA PERDIDA DE TENSION DE ALIMENTACION LOCALIZADOR DE FALLAS GEC ALSTHOM PXLN 3001	
	PROTECCION SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE TIERRA GEC ALSTHOM RDKW 3020	
	PROTECCION PRINCIPAL 2 RELE DE COMPARACION DIRECCIONAL RAPIDA GEC ALSTHOM LFDC 102	
	PROTECCION DIFERENCIAL DE CORRIENTE DE BARRA GEC ALSTHOM TDB11	
	RELE DIFERENCIAL DE CORRIENTE AUTOTRANSFORMADOR GEC ALSTHOM MBCH13	
	PROTECCION DE FALLA INTERRUPTOR GEC ALSTHOM MCT139 + MVTT14	
	PROTECCION DE FALLA INTERRUPTOR GEC ALSTHOM MCT140 + MVTT14	
	RELE DE RECIERRE CON FUNCION DE MAESTRO-SEGUIDOR GEC ALSTHOM LFAA102	
	RELE DE SOBRETENSION GEC ALSTHOM MVTU12	
	RELE DE BAJATENSION GEC ALSTHOM MVTU11	
	RELE DE SOBRECORRIENTE DE FASES TIEMPO DEFINIDO E INSTANTANEO GEC ALSTHOM MCGG62	
	RELE DE SOBRECORRIENTE DE TIERRA TIEMPO DEFINIDO E INSTANTANEO GEC ALSTHOM MCGG22	
	RELE DE SOBRECORRIENTE DE FASES Y TIERRA TIEMPO INVERSO GEC ALSTHOM TAS6223	
	RELE DE SOBRECORRIENTE DE FASES TIEMPO DEFINIDO GEC ALSTHOM TA3110	
	PROTECCION TRAMO DE LINEA GEC ALSTHOM MCT139	
	RELE DESBALANCE DE CORRIENTE DE NEUTRO TIEMPO INVERSO GEC ALSTHOM TAS1110	
	RELE DESBALANCE DE CORRIENTE DE NEUTRO TIEMPO DEFINIDO GEC ALSTHOM TAH1110	
	RELE DE SUPERVISION DEL CIRCUITO DE DISPARO GEC ALSTHOM TOLD	
	RELE DE VERIFICACION DE SINCRONISMO GEC ALSTHOM MAVS01	
	RELE DE DISPARO Y BLOQUEO GEC ALSTHOM MVAJ15-B	
	A: AMPERIMETRO Bi: BARRAJE I BP: BLOQUE DE PRUEBA BT-A: RELE DE BAJATENSION FASE A CLP: CONTROLADOR LOGICO PROGRAMABLE CNV: CONVERSOR 125 Vcd/24 Vcd D: DIODO DAT: RELE DIFERENCIAL DE AUTOTRANSFORMADOR DB: RELE DIFERENCIAL DE BARRAS	DBC: RELE DIFERENCIAL BARRA DE COMPENSACION DC: COMPARACION DIRECCIONAL FI: FALLA INTERRUPTOR P: POTENCIA ACTIVA PL1: PROTECCION PRINCIPAL 1 PL2: PROTECCION PRINCIPAL 2 PLP: PORTADORA POR LINEA DE POTENCIA POTT: SOBREALCANCE PERMISIVO R: RESISTENCIA RC: RELE DE RECIERRE RD: RELE DE DISPARO RDD: RECIBO DISPARO DIRECTO RF: REGISTRADOR DE FALLAS RX: RELE DE RECEPCION DE DISPARO SB: SUICHE DE PUERTA SCD: RELE DE SUPERVISION CIRCUITO DE DISPARO SI: CONMUTADOR DE DISCORDANCIA DE MANDO DE INTERRUPTOR SM: TOMA CORRIENTE SMA: SELECTOR MANUAL-AUTOMATICO SO: RELE DE SOBRECORRIENTE SPR: SELECTOR PRINCIPAL-RESPALDO SR: SELECTOR DE RECIERRE ST-A: RELE DE SOBRETENSION FASE A SV: SELECTOR DE VOLTIMETRO Sy: SINCRONISMO Syn: RELE DE VERIFICACION DE SINCRONISMO T: TEMPORIZADOR Ti: TRANSFORMADOR DE CORRIENTE TL: TRAMO DE LINEA TR: TRANSDUCTOR DE POTENCIA TRV: TRANSDUCTOR DE VOLTAJE TU: TRANSFORMADOR DE TENSION U: TENSION V: VOLTIMETRO var: VARIMETRO varh: CONTADOR ENERGIA REACTIVA W: VATIMETRO

Todo plano eléctrico de una subestación tiene un nombre que está asociado a la alarma o disparo, el número del plano, la página del plano y la columna del envío de la señal (Figura 3.4). El envío de las señales está dado por la página del plano y la columna que se va a analizar (XXX/Y), el envío de la señal y la interpretación del plano se muestran en las figuras 3.5 y 3.6 respectivamente.

Figura 3.4. Identificación general de un plano

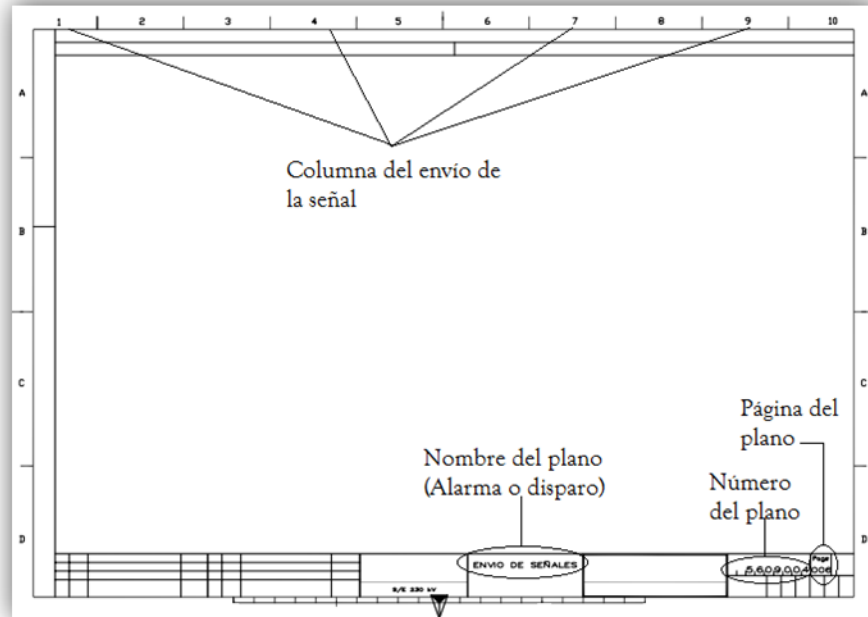


Figura 3.5. Envío de señales

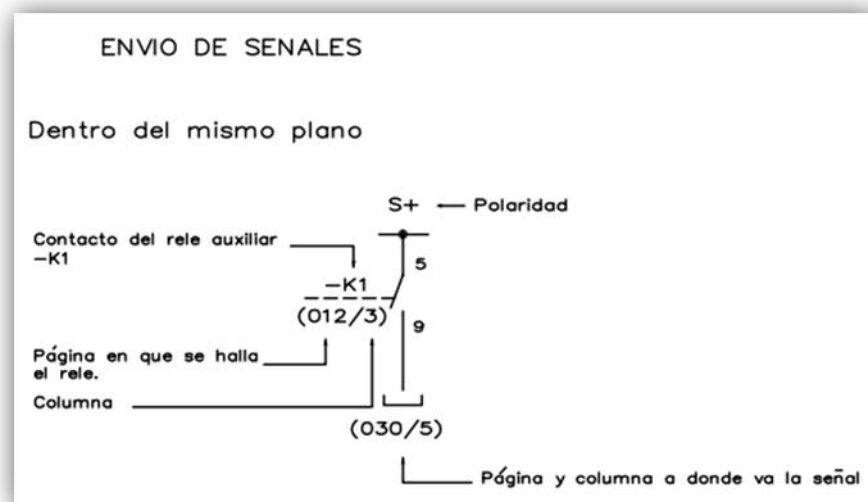
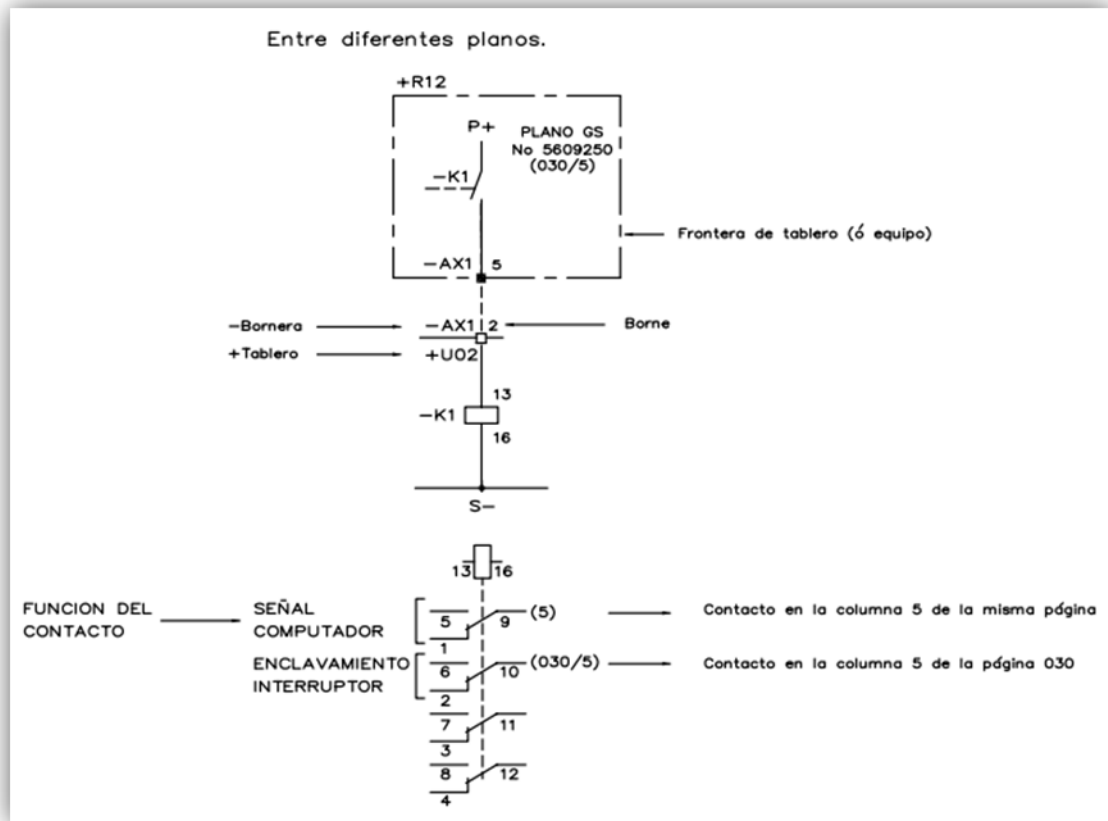


Figura 3.6. Interpretación de planos



3.3. DIAGRAMAS DE PRINCIPIO

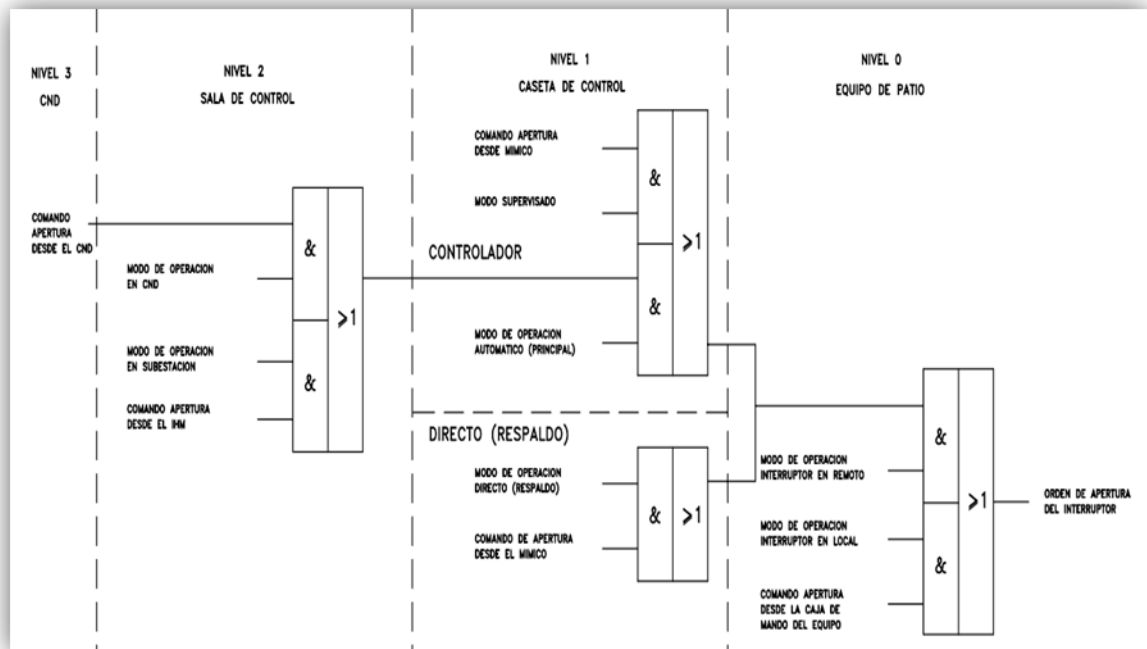
Los diagramas de principio están conformados por:

- Lógicas de control de los interruptores y seccionadores que definen las entradas a las compuertas lógicas vistas desde cada uno de los niveles del sistema de control SAS. Estas lógicas de control aplican para los interruptores/seccionadores de las bahías de línea, autotransformación, compensación paralela y serie.
- Lógicas de enclavamiento del cierre de los interruptores y apertura/cierre de los seccionadores que indican las condiciones representadas como las entradas que deben cumplirse para el cierre del interruptor o para la apertura/cierre del seccionador.

En la figura 14 se muestra la lógica de control de apertura de un interruptor:

- Si la orden se da desde nivel 3 entonces el CND da comando de apertura, el nivel 2 debe encontrarse en modo de operación en CND, el nivel 1 el modo de operación en AUTOMÁTICO y el nivel 0 el modo de operación debe encontrarse en REMOTO, si es así entonces la orden de apertura del interruptor es exitosa desde nivel 3.
- Si la orden se da desde nivel 2 entonces en la sala de control debe encontrarse en modo de operación en SUBESTACIÓN y dar comando de apertura desde la IHM, el nivel 1 modo de operación AUTOMÁTICO y en nivel 0 modo de operación en REMOTO, si es así entonces la orden de apertura del interruptor es exitosa desde nivel 2.
- Si la orden se da desde nivel 1, entonces se da comando de apertura desde el mímico y modo SUPERVISADO y el nivel 0 debe encontrarse en modo de operación en REMOTO, si es así entonces la orden de apertura del interruptor es exitosa desde nivel 1.
- Si la orden se da desde nivel 0 entonces el modo de operación del interruptor debe encontrarse en LOCAL y dar comando de apertura desde la caja de mando del equipo, si es así entonces la orden de apertura del interruptor es exitosa desde nivel 0.

Figura 3.7. Lógica de control de orden de apertura del interruptor



En las figuras 3.8 y 3.9 se muestran las lógicas de control de cierre de un interruptor, la lógica de control de apertura y cierre de un seccionador respectivamente.

Figura 3.8. Lógica de control de orden de cierre del interruptor

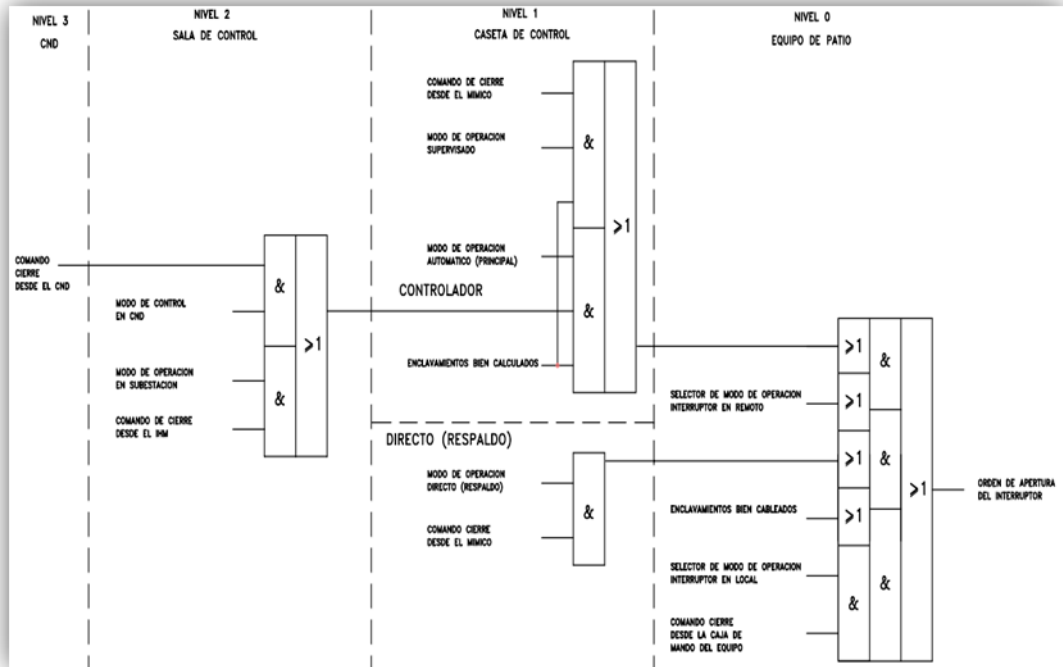
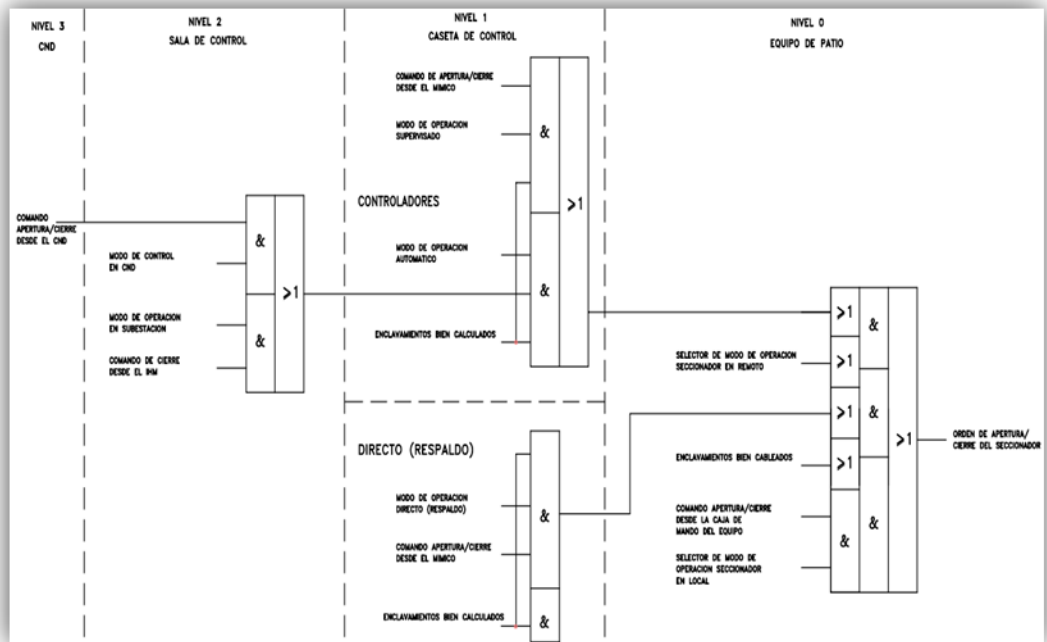
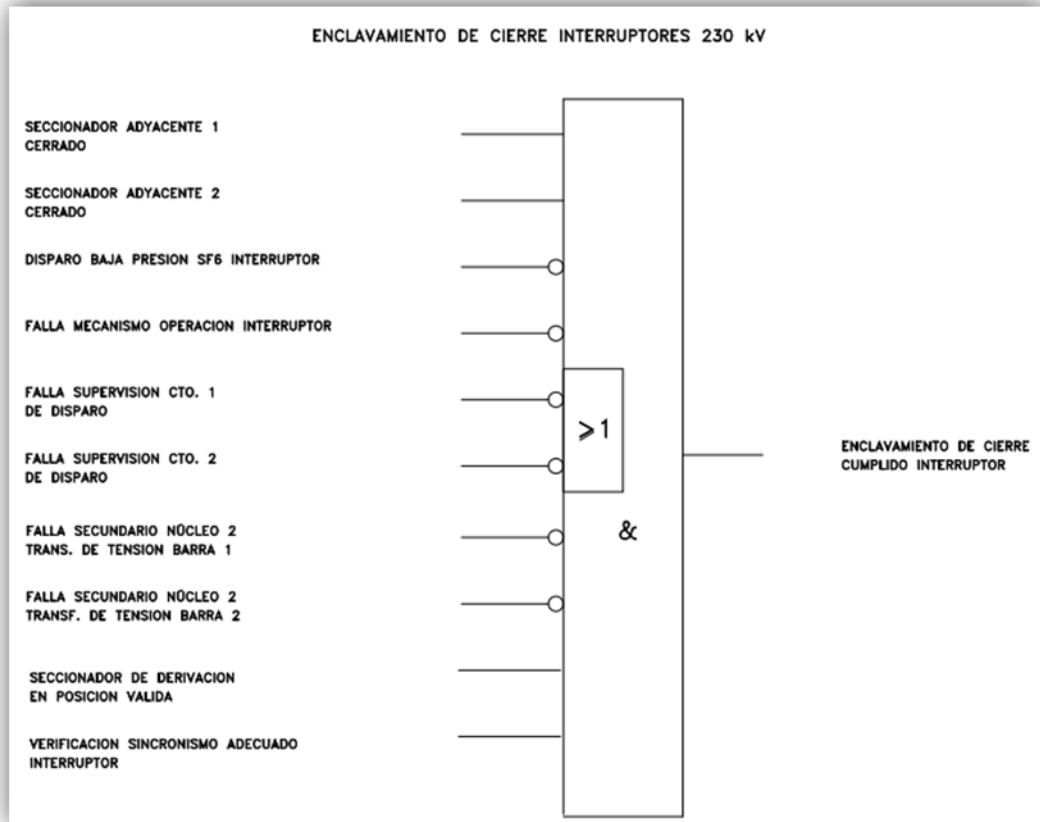


Figura 3.9. Lógica de control de orden de apertura/cierre del seccionador



En la figura 3.10 se muestra la lógica de enclavamientos que deben cumplirse para el cierre exitoso de interruptores, en éste caso los seccionadores adyacentes deben estar en posición cerrado, no debe haber disparo por baja presión SF6, Falla mecanismo de operación, Falla supervisión circuitos 1 ó 2 de disparo, Falla en el secundario núcleo 2 de los transformadores de tensión de las barras 1 y 2, el seccionador de derivación debe encontrarse en posición válida y verificación de sincronismo adecuada

Figura 3.10. Lógica de enclavamientos de cierre de interruptores



Las figuras 3.11, 3.12 y 3.13, se muestran la lógica de enclavamientos de los seccionadores de corte, de derivación y puesta a tierra respectivamente para cualquier tipo de bahía, exceptuando la compensación serie.

Figura 3.11. Lógica de enclavamiento apertura/cierre seccionadores de corte

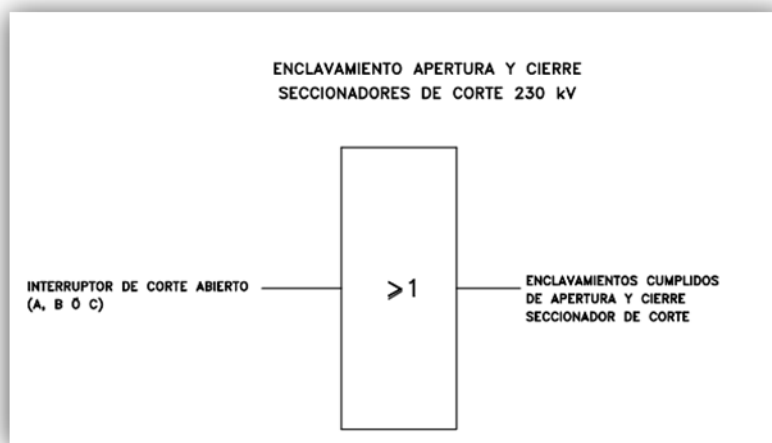


Figura 3.12. Lógica de enclavamiento apertura/cierre seccionadores de derivación

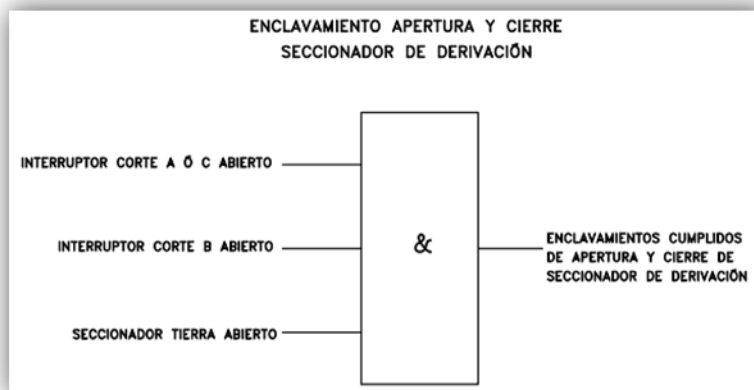
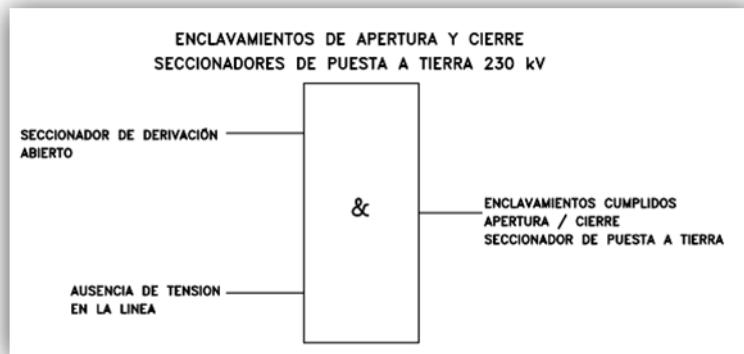


Figura 3.13. Lógica de enclavamiento de apertura/cierre seccionadores puesta a tierra



La figura 3.14 muestra la lógica de enclavamientos para cada uno de los seccionadores de la compensación serie y también condiciones de enclavamiento para la inserción del banco, lockout, banco aislado, control bloqueado e inserción inhibida de la compensación.

3.4. DIAGRAMAS DEL SISTEMA DE CONTROL

El diagrama de señalización para un caso típico, corte A de la bahía de autotransformación (figura 3.15) indica la posición y discrepancia del interruptor, la posición de cada uno de los seccionadores adyacentes, juntos con los relés repetidores del corte.

El diagrama de control para un interruptor (figura 3.16) muestra los relés repetidores de cierre y apertura desde el SCC, la forma como se produce el disparo y bloqueo a la apertura por baja presión de SF6 y tercera etapa de aire, bloqueo al cierre por baja presión de SF6 y segunda etapa de aire, disparo temporizado por discrepancia de polos y bloqueo al cierre por falta de tensión de circuito de apertura 1.

El diagrama de control para los seccionadores de corte (figura 3.17), indica cada uno de los selectores de los mismos con los respectivos relés repetidores.

Los diagramas se generalizan para el diámetro X y la compensación paralela

Figura 3.14. Enclavamientos de la compensación serie banco CS1

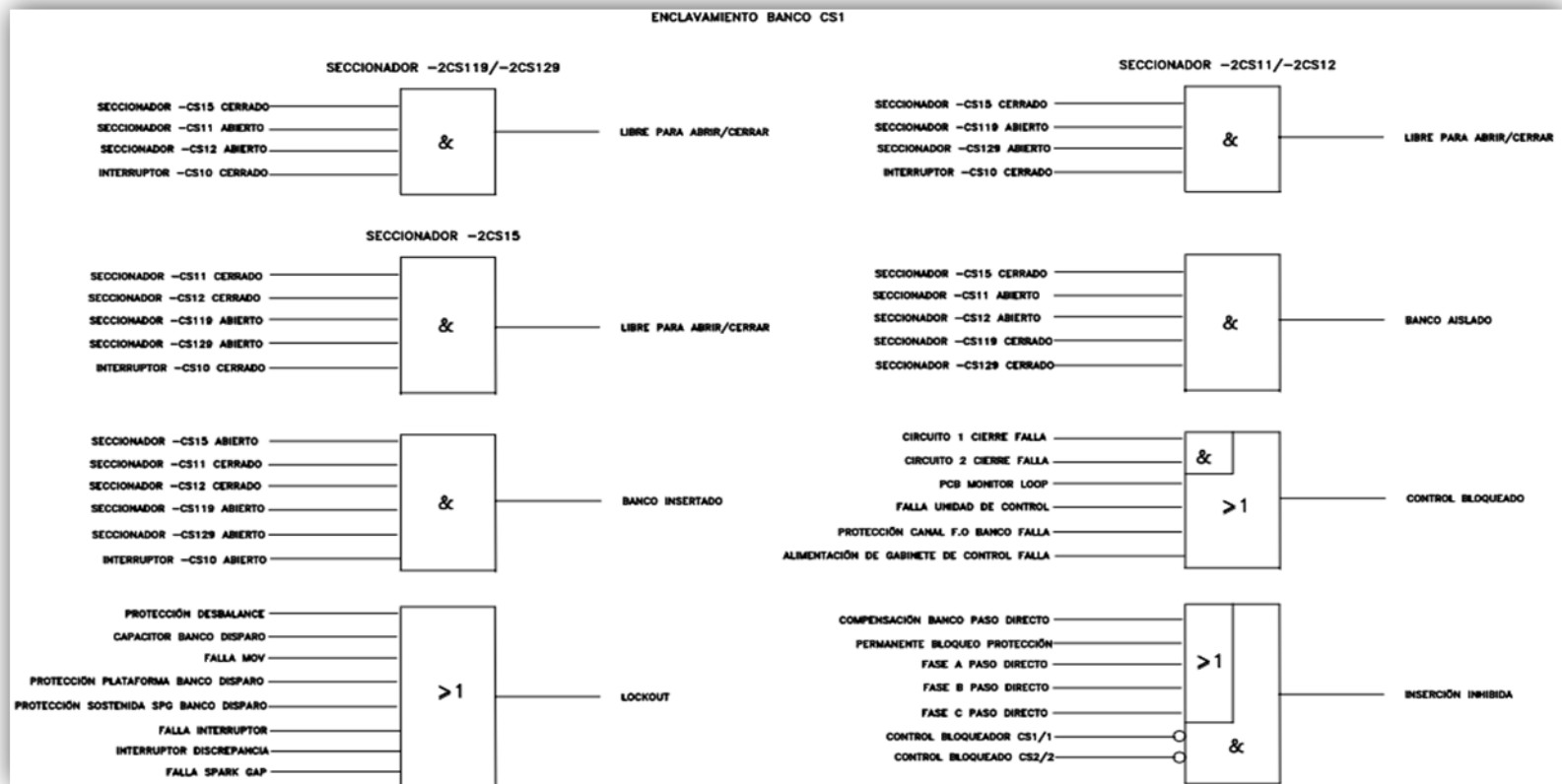
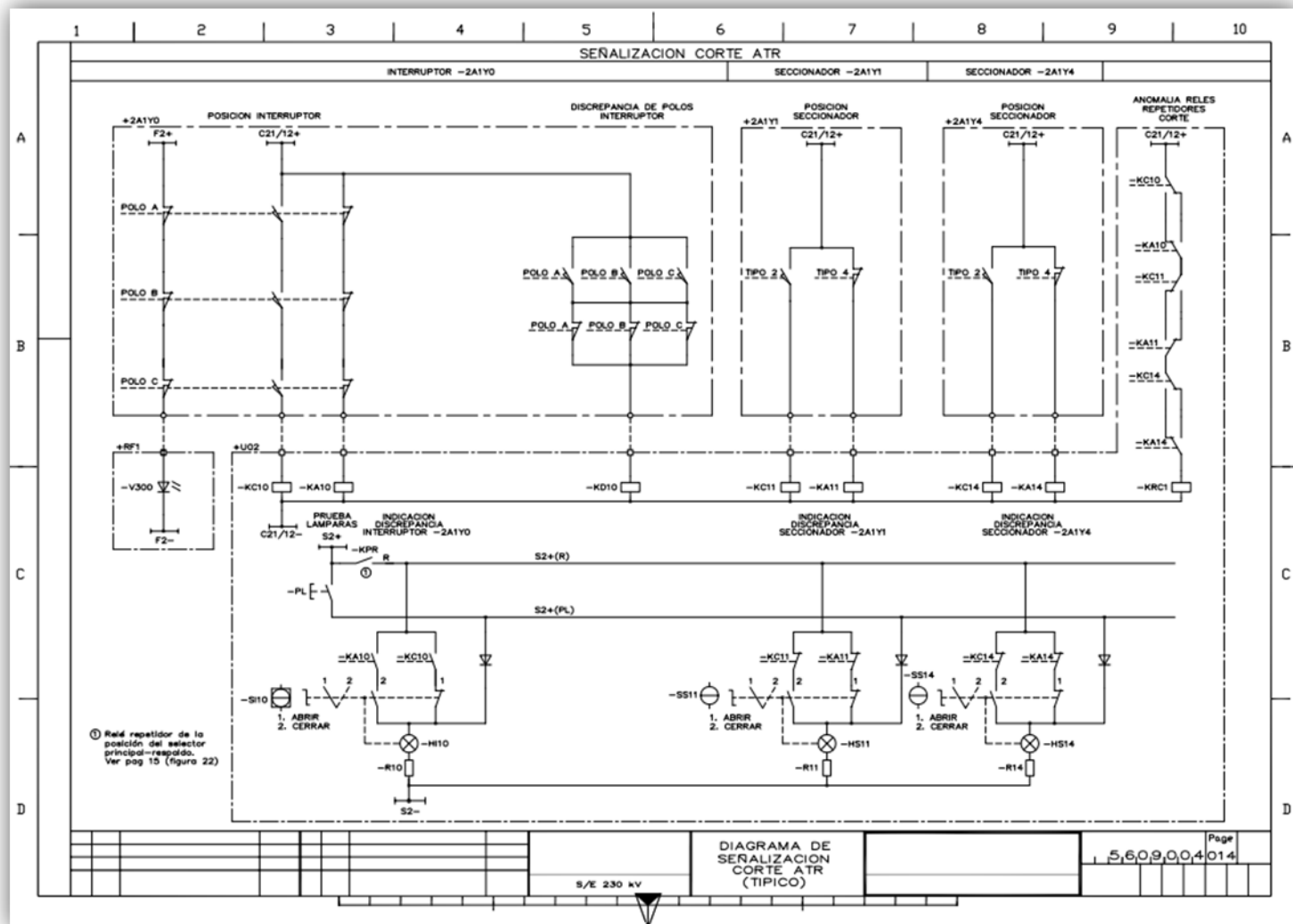


Figura 3.15. Diagrama de señalización corte ATR



(típico)

Figura 3.16. Diagrama de control interruptor (típico)

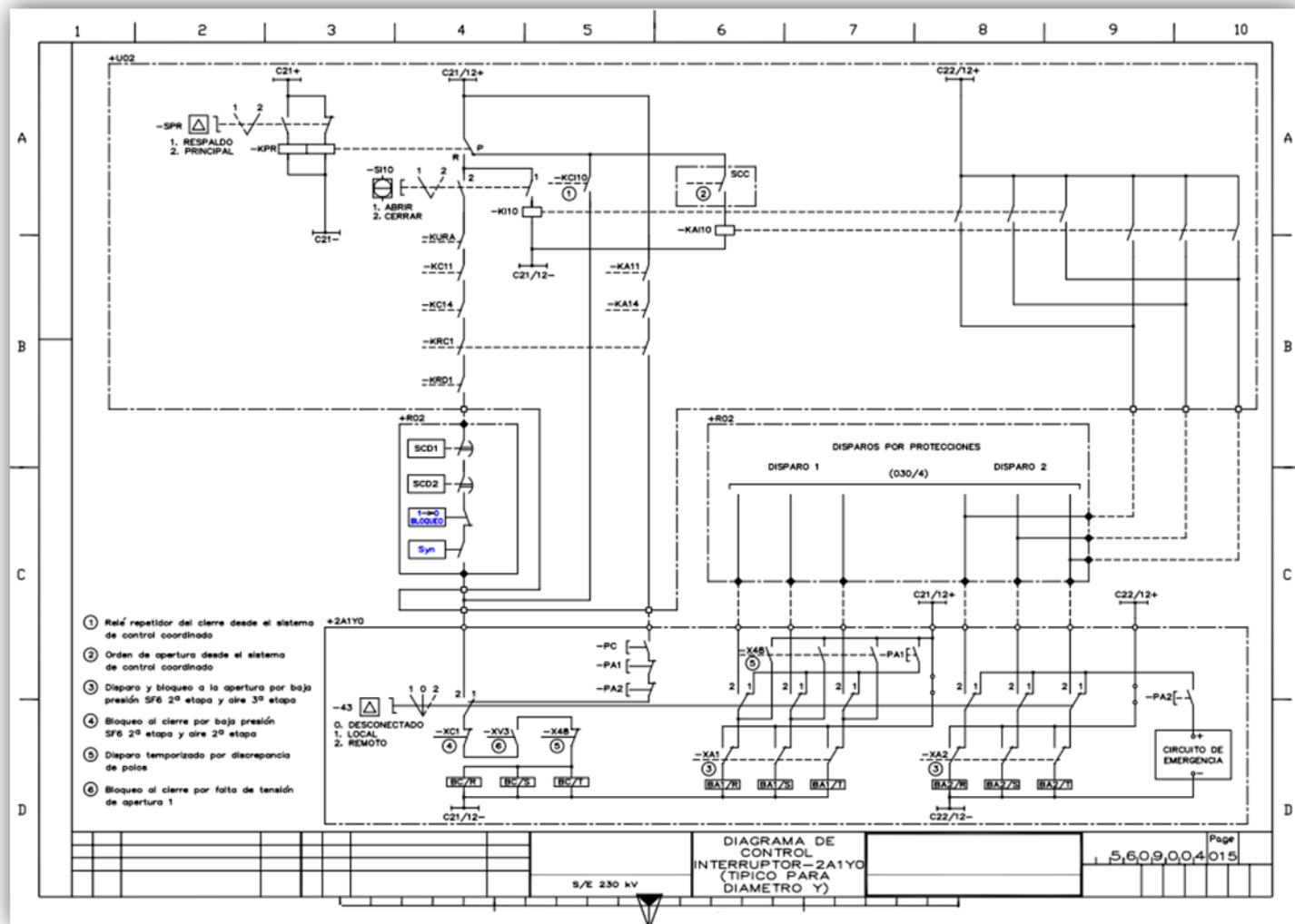
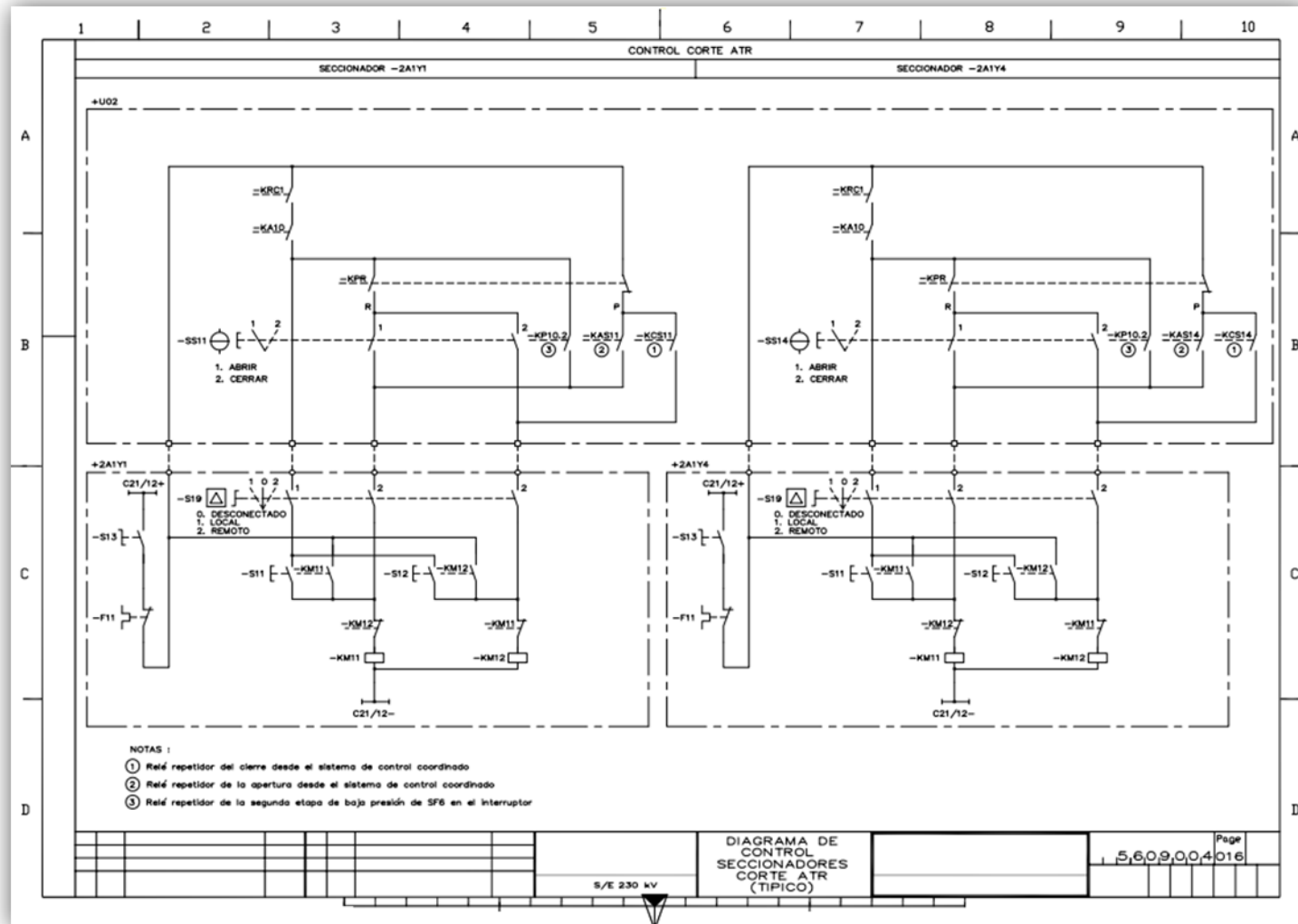


Figura 3.17. Diagrama de control seccionadores (típico)



3.5. DIAGRAMAS DE PROTECCIÓN

Está compuesto por los siguientes diagramas típicos:

La bahía de línea está compuesto por la protección principal PL1 (Relé de distancia), protección de sobrecorriente direccional de tierra, protección principal 2 PL2 (comparación direccional), relés de supervisión de circuitos de disparo 1 y 2, relé de sobretensión, protección tramo de línea, relé de recibo disparo remoto, relé de disparo y bloqueo, discrepancia de polos, baja presión SF6 segunda etapa, baja presión de aire 3 etapa, relé falla interruptor en las 3 etapas (etapa 0, etapa 1, etapa 2) y relé de envío disparo remoto para los cortes A y B ó B y C (figuras 3.18, 3.19 y 3.20)

Los diagramas de protección para la bahía de autotransformación estan compuesta por la protección diferencial de autotransformador, relé de sobrecorriente de fases y de tierra, rele de sobretensión, relé de disparo y bloqueo, relés de supervisión de circuitos 1 y 2 de disparo, discrepancia de polos, baja presión SF6 segunda etapa, baja presión de aire 3 etapa, relé de falla interruptor en 2 etapas (etapa 0 y etapa 1) y protección diferencial barra 1 para el corte A y B (figuras 3.21 y 3.22).

El diagrama de protección de la compensación paralela está compuesto por los relés de sobrecorriente de fases y tierra, de desbalance de corriente de neutro, discrepancia de polos, baja presión SF6 segunda etapa, baja presión de aire 3 etapa, relé falla interruptor en una sólo etapa (etapa 1), relé de disparo y bloqueo, relé de supervisión del circuito 1 y 2 de disparo (figura 3.23).

Estos diagramas típicos se generalizan para el diámetro X y diámetro Y.

Figura 3.18. Acción de las protecciones bahía de línea (caso típico 1)

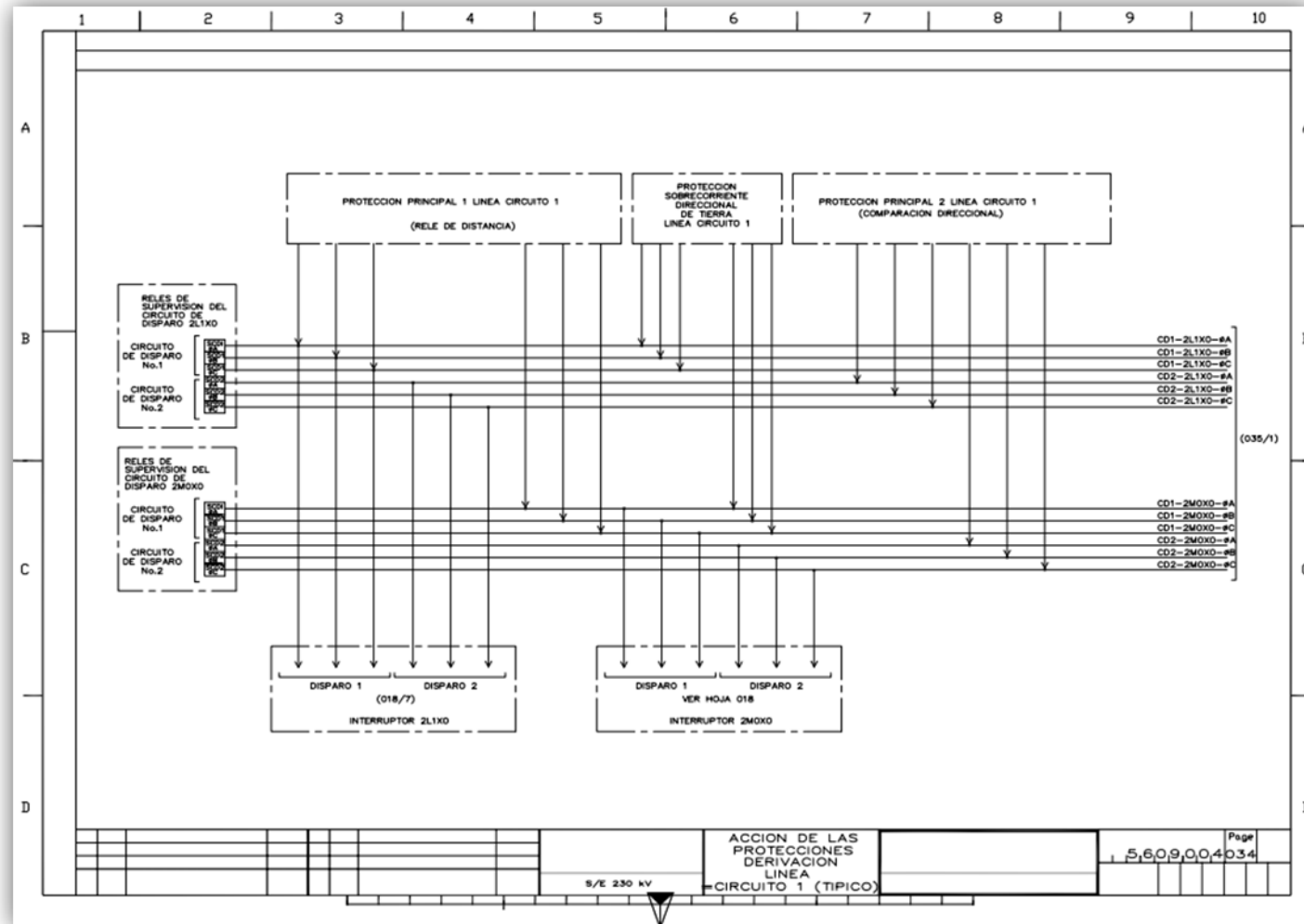


Figura 3.19. Acción de las protecciones bahía de línea (caso típico 2)

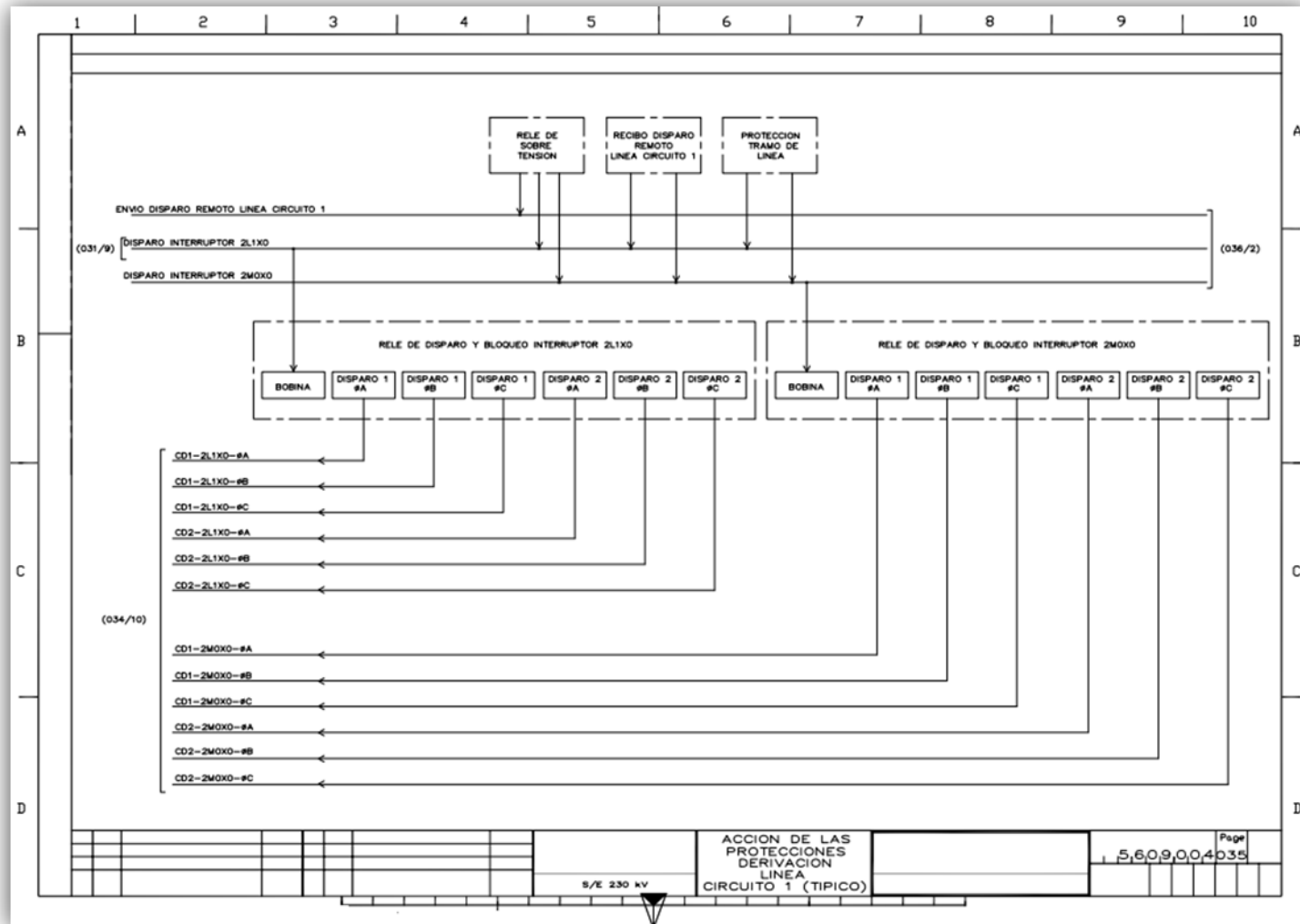


Figura 3.20. Acción de las protecciones bahía de línea (caso típico 3)

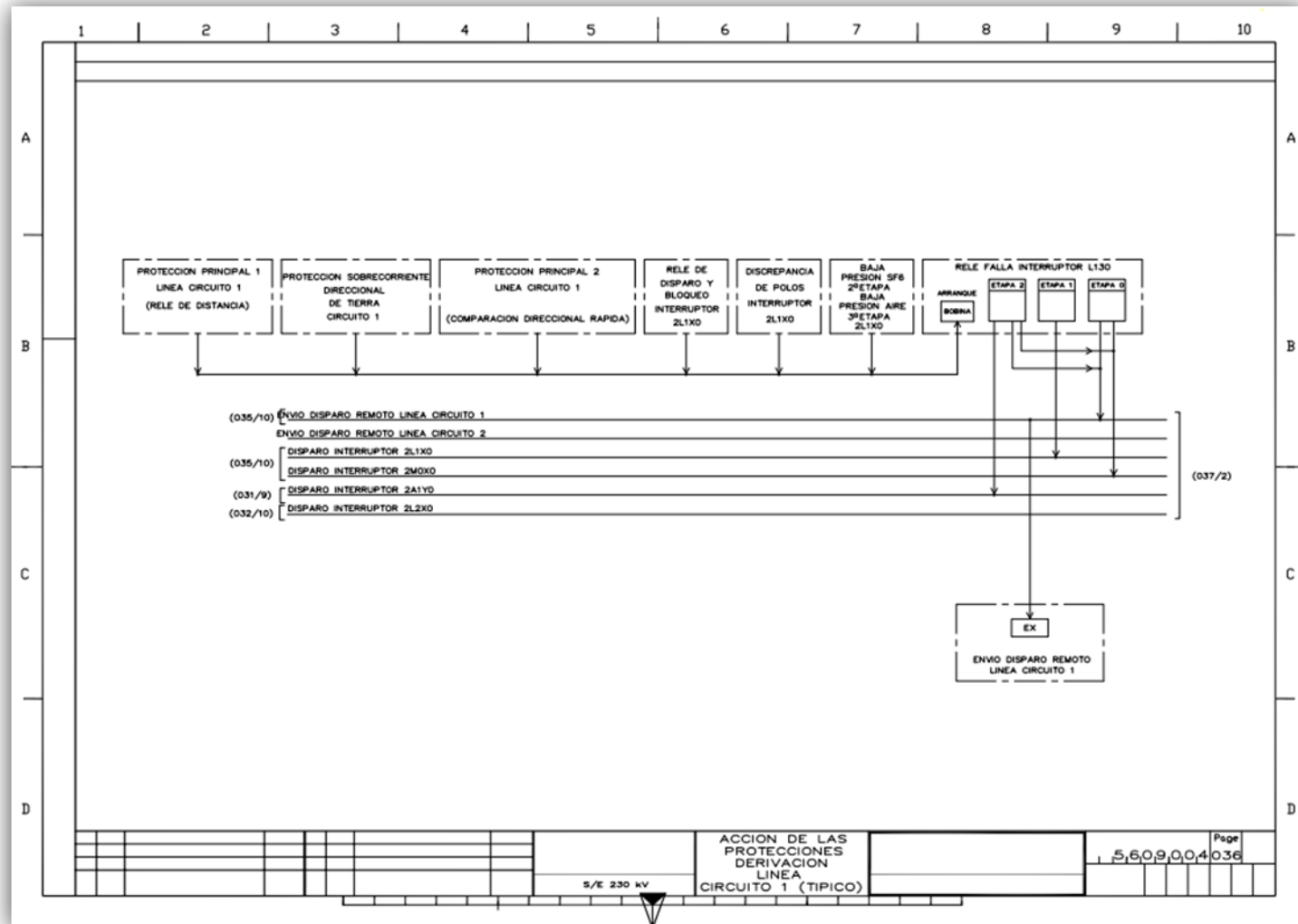


Figura 3.21. Acción de las protecciones bahía de autotransformación (caso típico 1)

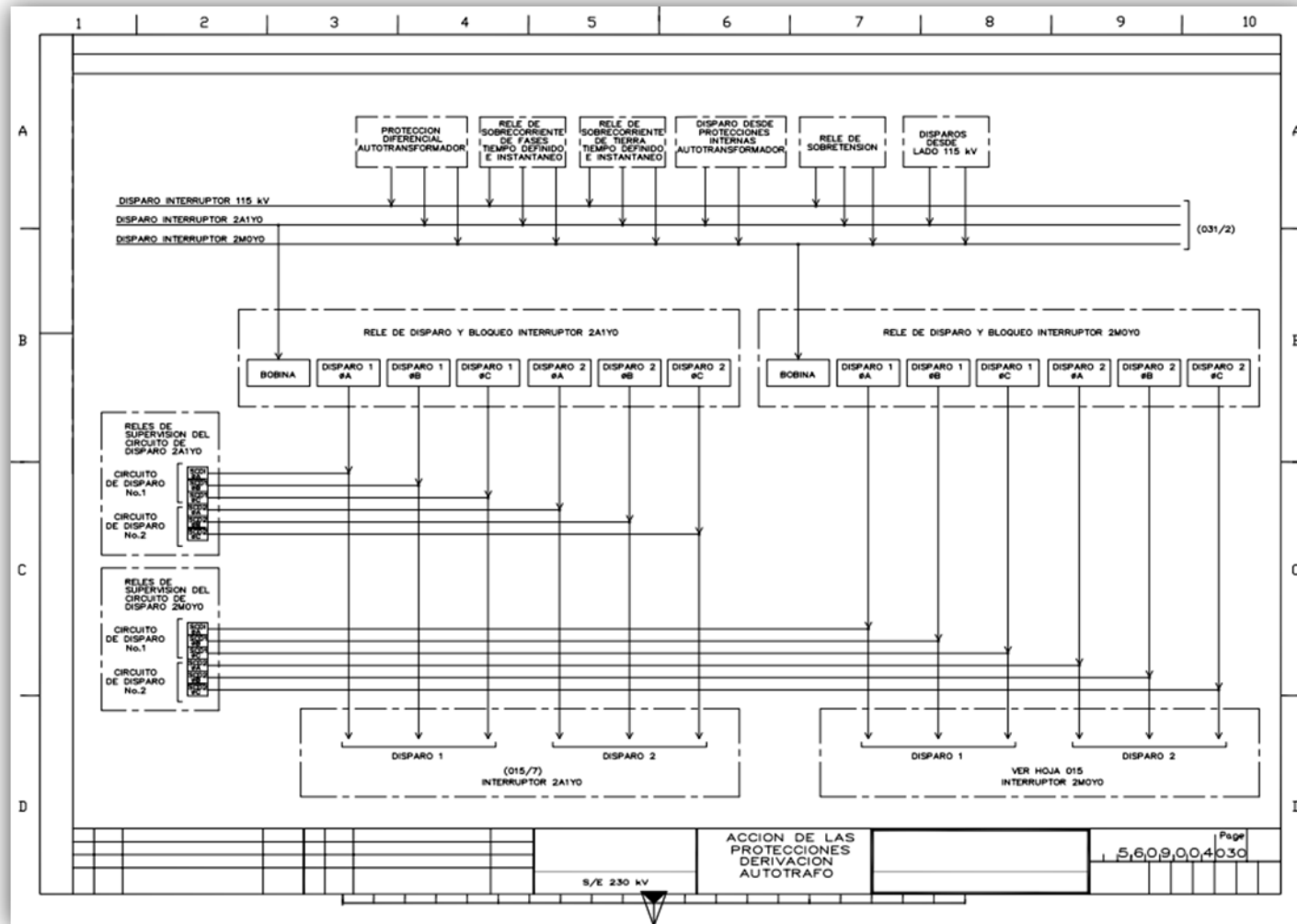


Figura 3.22. Acción de las protecciones bahía de autotransformación (caso típico 2)

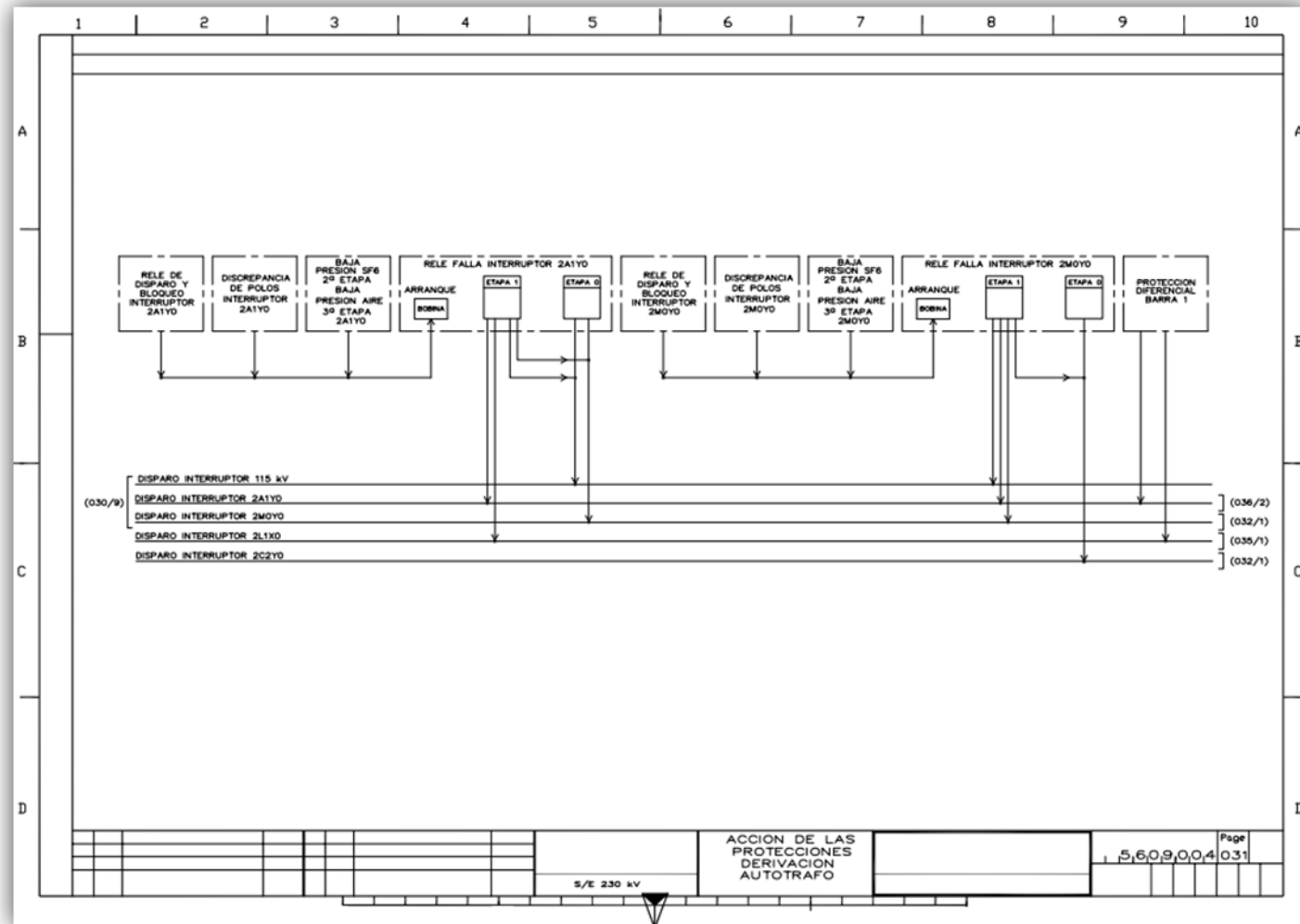
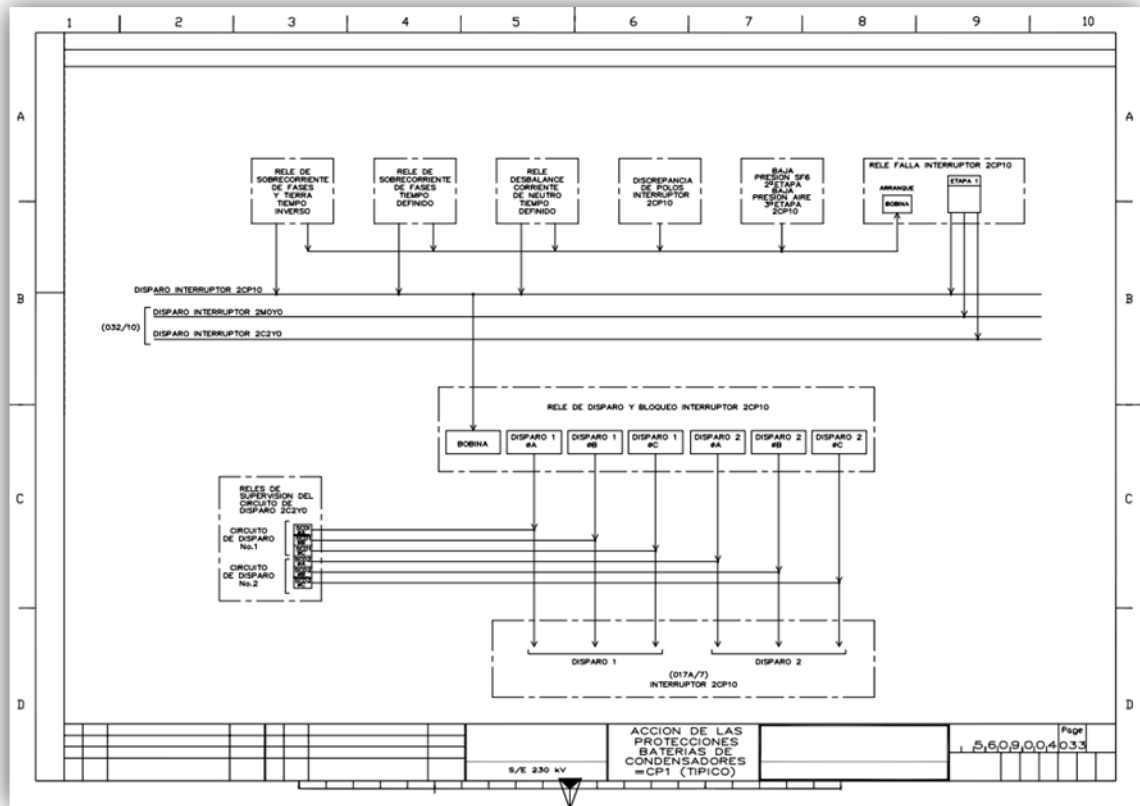


Figura 3.23. Acción de las protecciones bahía de compensación paralela (típico)



3.6. DIAGRAMAS DE CABLEADO DE CONTROL Y FUERZA

Estos diagramas también se conocen como “Diagramas esquemáticos, equipos de alta tensión”, que contienen los relés auxiliares y repetidores necesarios para la señalización de alarmas como falla de tensión, segundo nivel de SF6, segundo nivel de aire, tercer nivel de aire, bloqueo al cierre interruptor, bloqueo apertura circuitos 1 y 2 disparo, discordancia de polos, falla alimentación motor, tiempo excesivo compresor (Figuras 3.24 y 3.25)

Figura 3.24. Diagrama de cableado, relés auxiliares interruptor (caso típico)

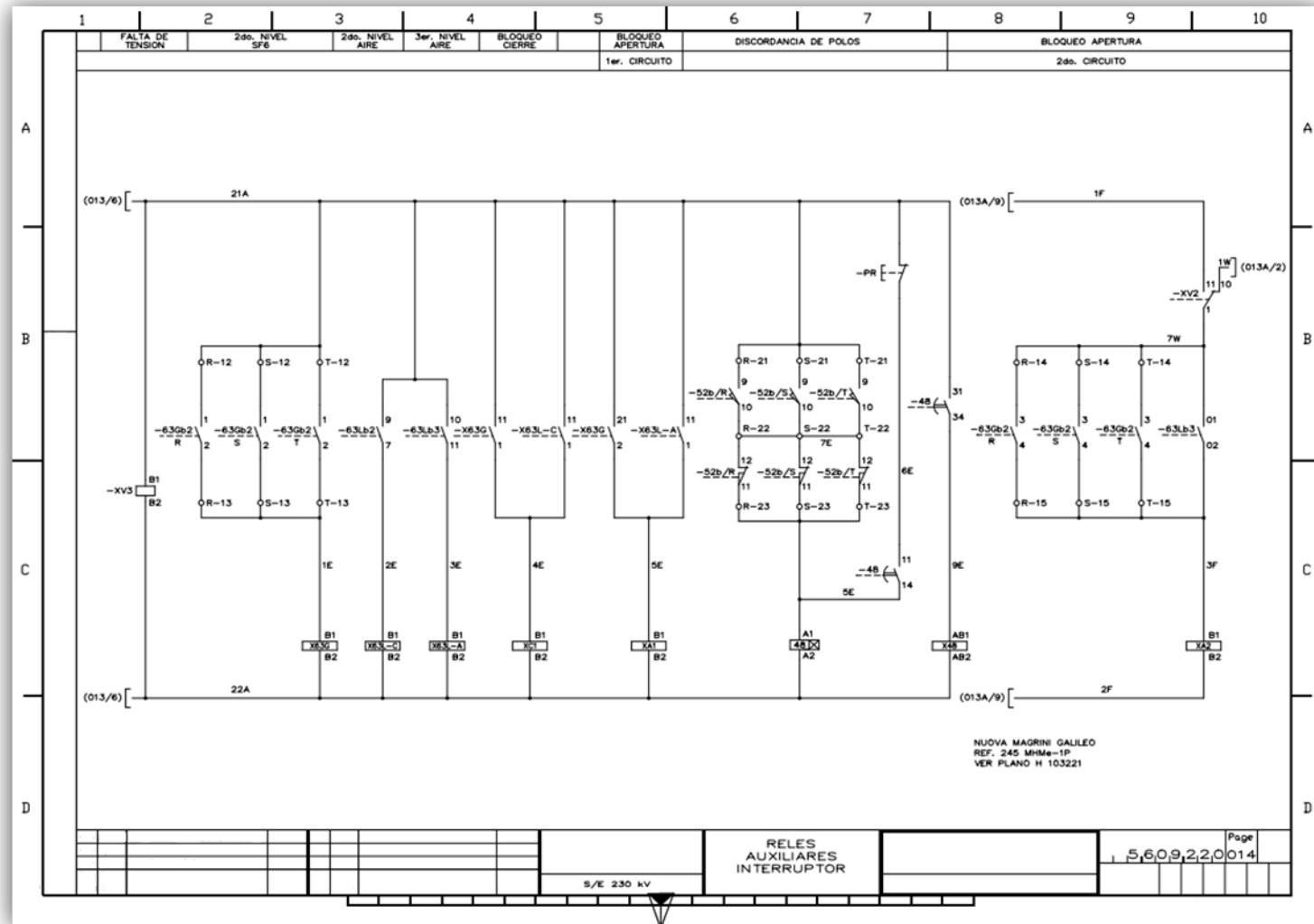
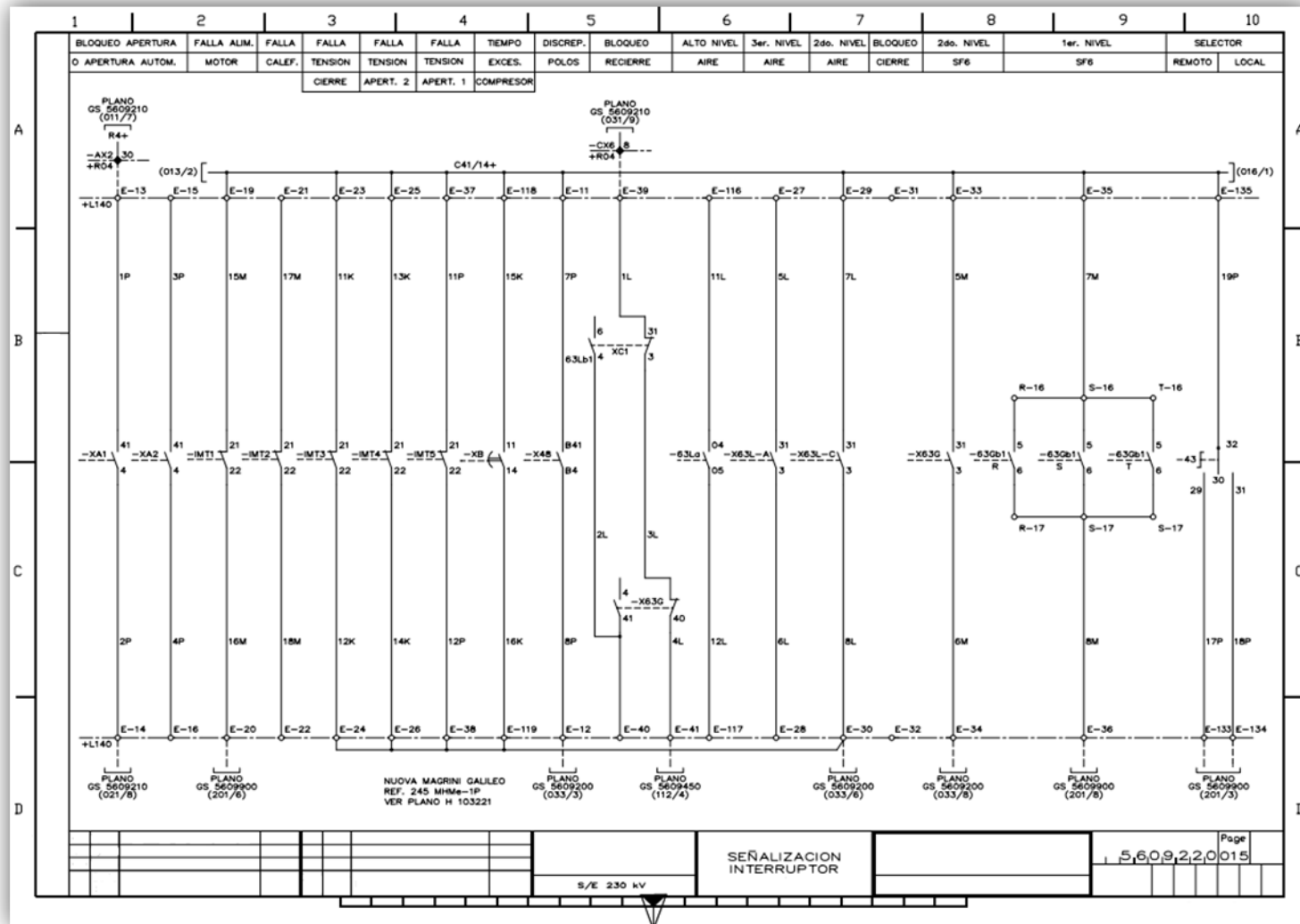


Figura 3.25. Diagrama de cableado, señalización interruptor (caso típico)



3.7. DIAGRAMAS DE SERVICIOS AUXILIARES

Está compuesto por los siguientes diagramas típicos:

- Diagrama esquemático inversor (figura 3.26).
- Diagrama de control de cargadores de baterías e inversores, (figura 3.27).

El diagrama de control de baterías 125Vcc está conformado por la señalización de falla baja tensión CC, falla general o falla interna, falla en red trifásica CA, rearme señalización de fallas y señalización de falla sobretensión CC.

Estos diagramas son generalizados para el diámetro X y diámetro Y.

Figura 3.26. Servicios auxiliares, diagrama esquemático inversor (típico)

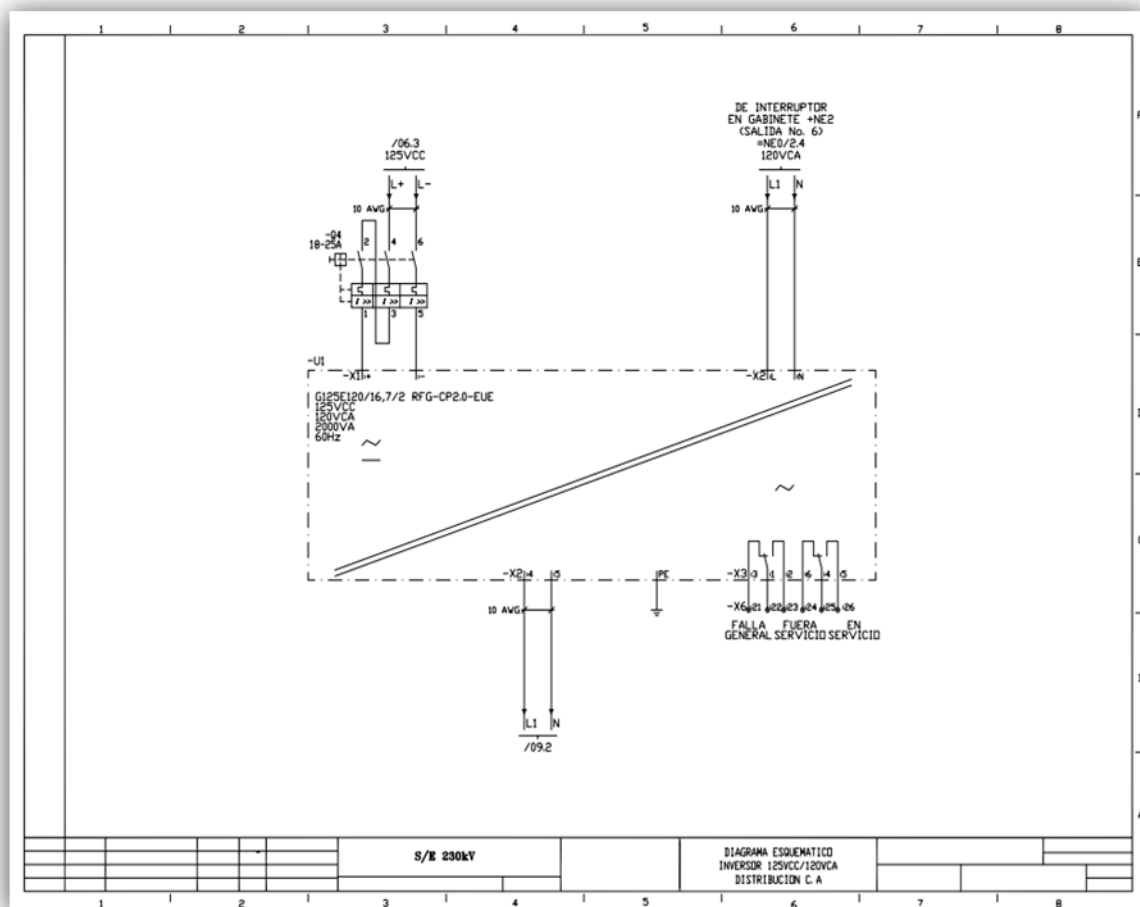
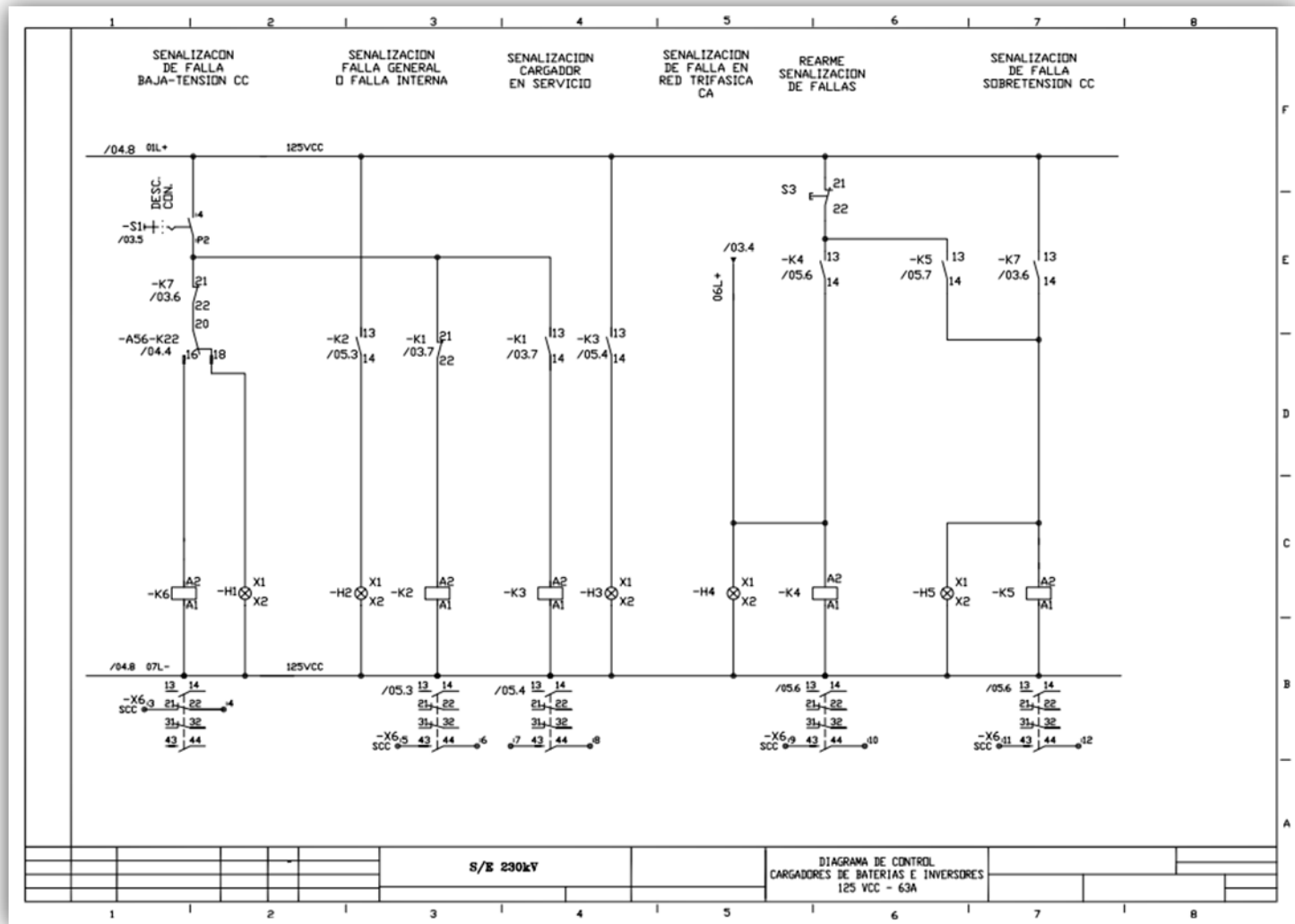


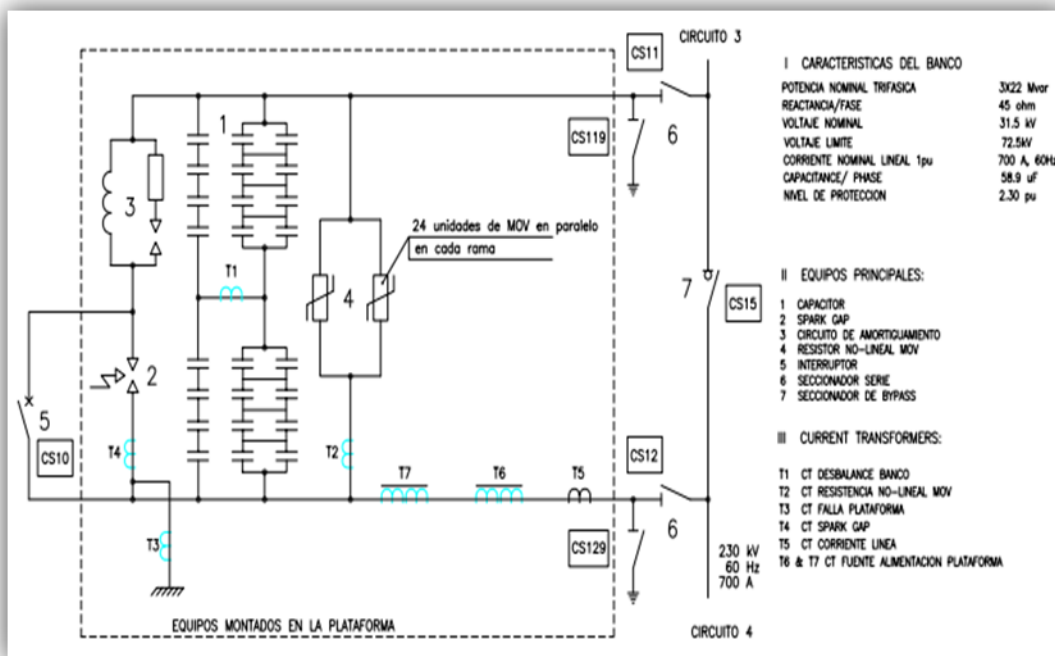
Figura 3.27. Servicios auxiliares, cargadores de baterías e inversores (típico)



3.8. DIAGRAMAS DE LA COMPENSACIÓN SERIE

La compensación serie está conformada por equipos especiales que son monitoreados por transformadores de corriente, éstos equipos son el capacitor, Spark Gap, circuito de amortiguamiento, resistencia no lineal (MOV), interruptor, seccionador serie y seccionador bypass, que son los encargados de proteger contra fallas el banco (figura 3.28). Los cables de las mediciones de los CT llegan a un gabinete concentrador AST-22 ubicado sobre la plataforma del banco (figuras 3.29 y 3.30).¹

Figura 3.28. Diagrama unifilar del banco



1

¹ La definición de las protecciones de la compensación serie, se muestran en el Anexo C.

Figura 3.29. Gabinete de la plataforma del banco (1) AST-22

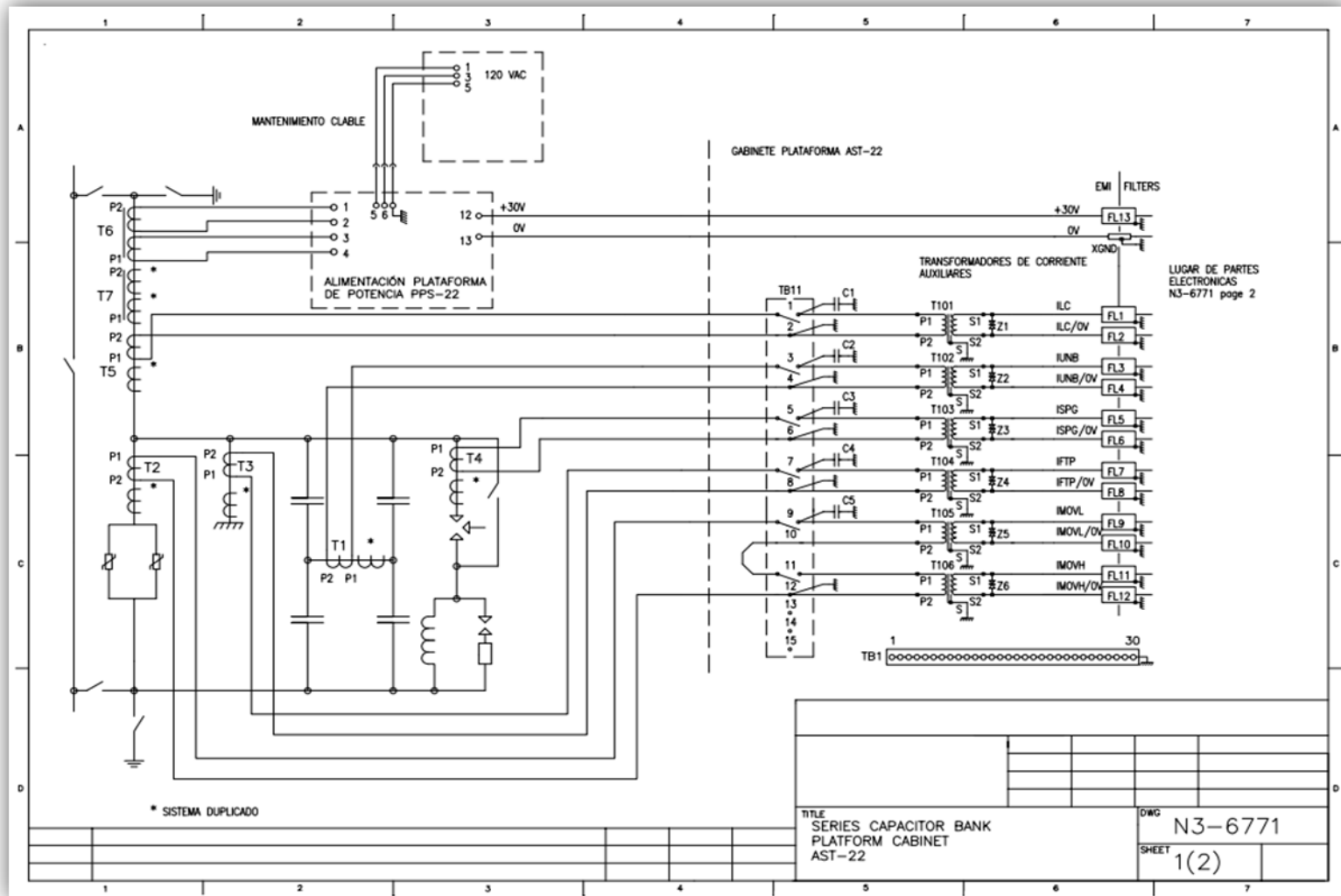
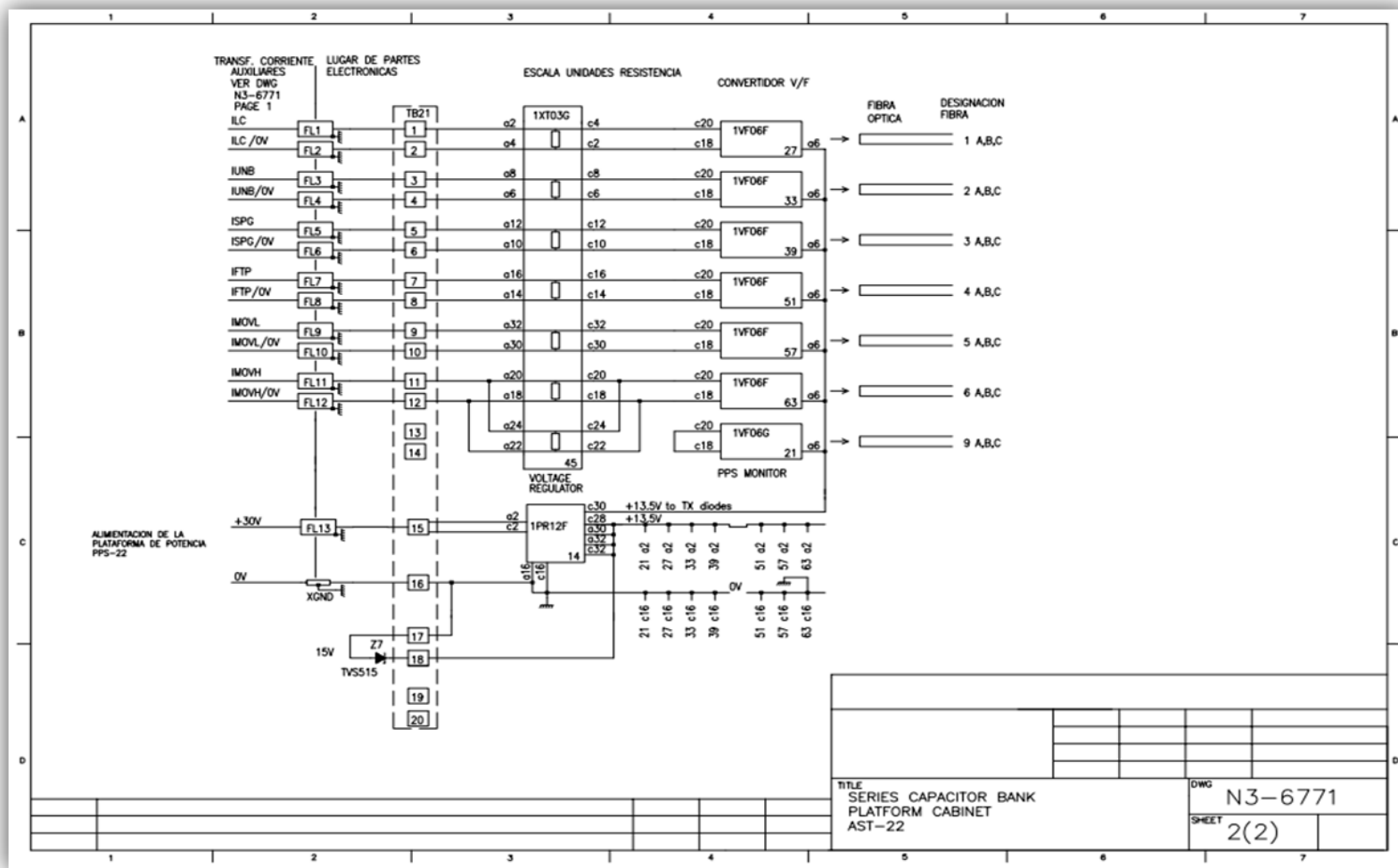


Figura 3.30. Gabinete de la plataforma del banco (2) AST-22



4. METODOLOGÍA PARA ELABORACIÓN DE CONSIGNAS DE FALLA.

El desarrollo de procedimientos para la elaboración de consignas de falla de una subestación, consiste en analizar cada uno de los posibles escenarios de falla y determinar las causas probables y sus soluciones.

El punto de partida es el listado de señales de los sistemas de automatización de subestaciones (SAS), donde para cada bahía existe un despliegue de alarmas (A) y disparos (D) asociados a éstas, que permiten una identificación y reconocimiento del suceso presentado.

La metodología propuesta requiere la clasificación de las fallas de acuerdo a su efecto o consecuencia sobre los equipos involucrados:

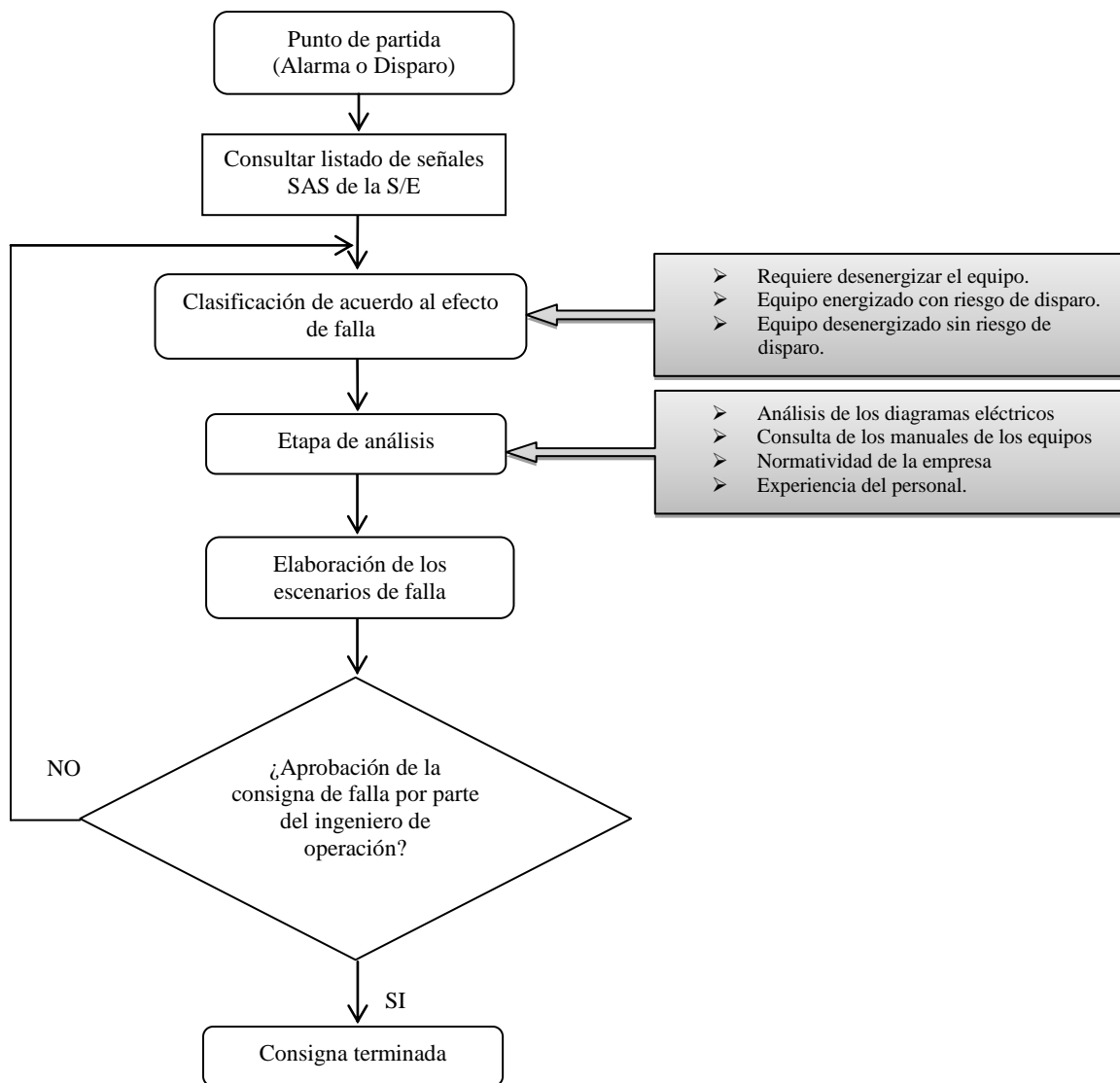
- **Requiere desenergizar el equipo:** Este efecto de falla se le atribuye a los equipos de alta tensión, específicamente a los interruptores y seccionadores que ante contingencias requieren consignaciones nacionales para su desenergización e intervención.
- **Equipo energizado con riesgo de disparo:** Se refiere a los sistemas de control y protección de la subestación, que para ser intervenirlos requieren una consignación nacional solicitando riesgo de disparo (RD) sobre los activos que se puedan ver afectados.
- **Equipo energizado sin riesgo de disparo:** Se refiere a los sistemas auxiliares de la subestación, que para intervenirlos requieren consignaciones locales.

La elaboración de una consigna de falla requiere una etapa de análisis y una etapa de elaboración:

4.1. ETAPA DE ANALISIS

Consiste en la recopilación de información de cada elemento que se va a analizar, análisis de los diagramas eléctricos, consulta de los manuales de los equipos, la normatividad de la empresa y la experiencia del personal que resulta vital para la construcción y validación de las consignas de falla. Posteriormente, se elaboran los escenarios de falla de acuerdo a la clasificación propuesta inicialmente. (Figura 4.1)

Figura 4.1. Metodología general para elaborar consignas de falla.



4.2. ETAPA DE ELABORACIÓN

La elaboración depende de la clasificación de acuerdo a los efectos de la falla, así:

- **Requiere desenergizar el equipo**

Estas consignas corresponden cuando se ven afectados los equipos de maniobra (interruptores y seccionadores). La etapa de elaboración consiste en establecer las diferentes opciones que llevan a la detección y solución de la falla. La acción a seguir es elegir un orden prioritario y revisión de las condiciones iniciales.

1. Verificar posiciones de los selectores teniendo en cuenta que el nivel inferior tiene prelación sobre el nivel superior.
2. Verificar la lógica de enclavamientos que se visualiza en la IHM, como posición de los seccionadores adyacentes, disparo por baja presión del medio extintor del interruptor, falla mecanismo de operación, falla supervisión circuitos de disparo (SCD) 1 y 2 de las bobinas, falla secundario núcleo transformador de potencial barra 1 y/o barra 2, posición del seccionador de derivación, estado del relé de verificación sincronismo del interruptor, entre otras.
3. Identificar puntos críticos en los caminos de los esquemas eléctricos partiendo del “Diagrama esquemático, tablero de control” y “Diagrama esquemático, Equipos de alta tensión”. La frontera de estudio incluye el análisis de relés auxiliares, pulsadores, selectores, llaves de control, cableado de las señales de alarma y disparo desde y hasta las borneras de las entradas de los equipos de patio, cableado de señales de enclavamientos y disparos de la bornera de salida de los relés de protección hasta el sistema de control. El no envío de señales o envío en forma errónea es un escenario que hace parte de la consigna.

Las figuras 4.2 y 4.3 muestran la metodología para la atención de fallas no destructivas para apertura/cierre de interruptores y seccionadores.

Figura 4.2. Metodología para elaborar consignas de falla de apertura/cierre de interruptores

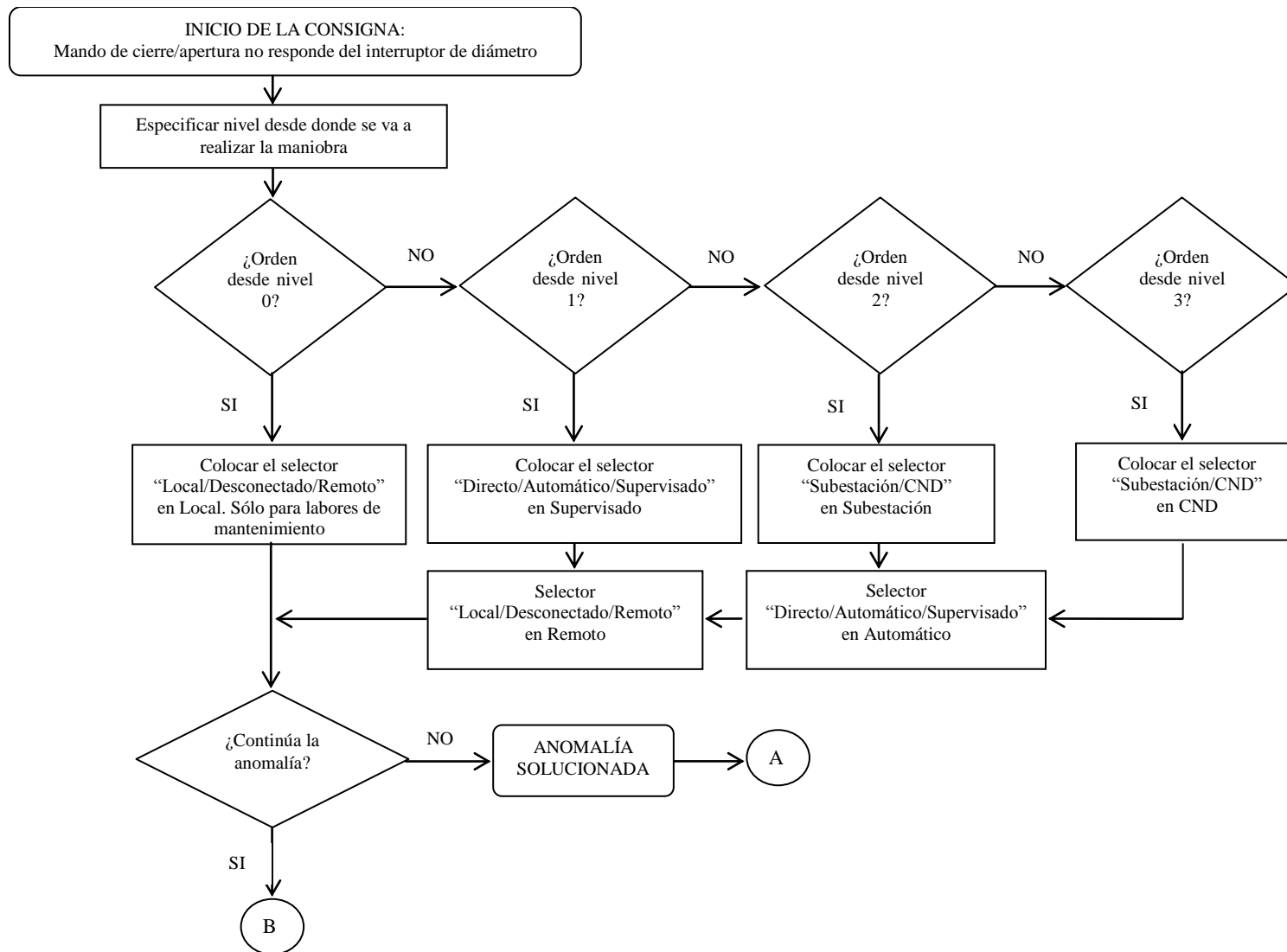


Figura 4.2. Metodología para elaborar consignas de falla de apertura/cierre de interruptores

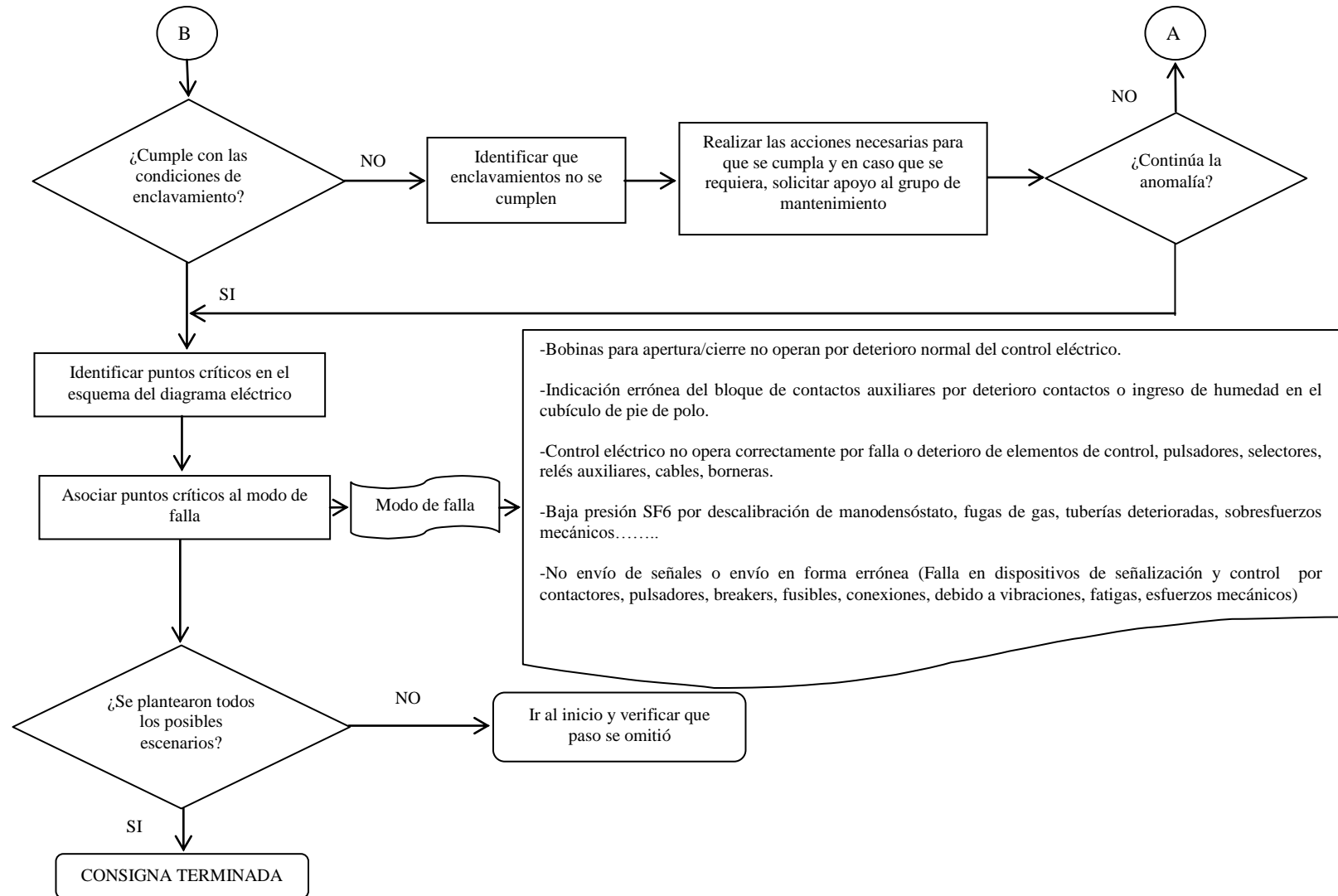


Figura 4.3. Metodología para elaborar consignas de falla de apertura/cierre de seccionadores

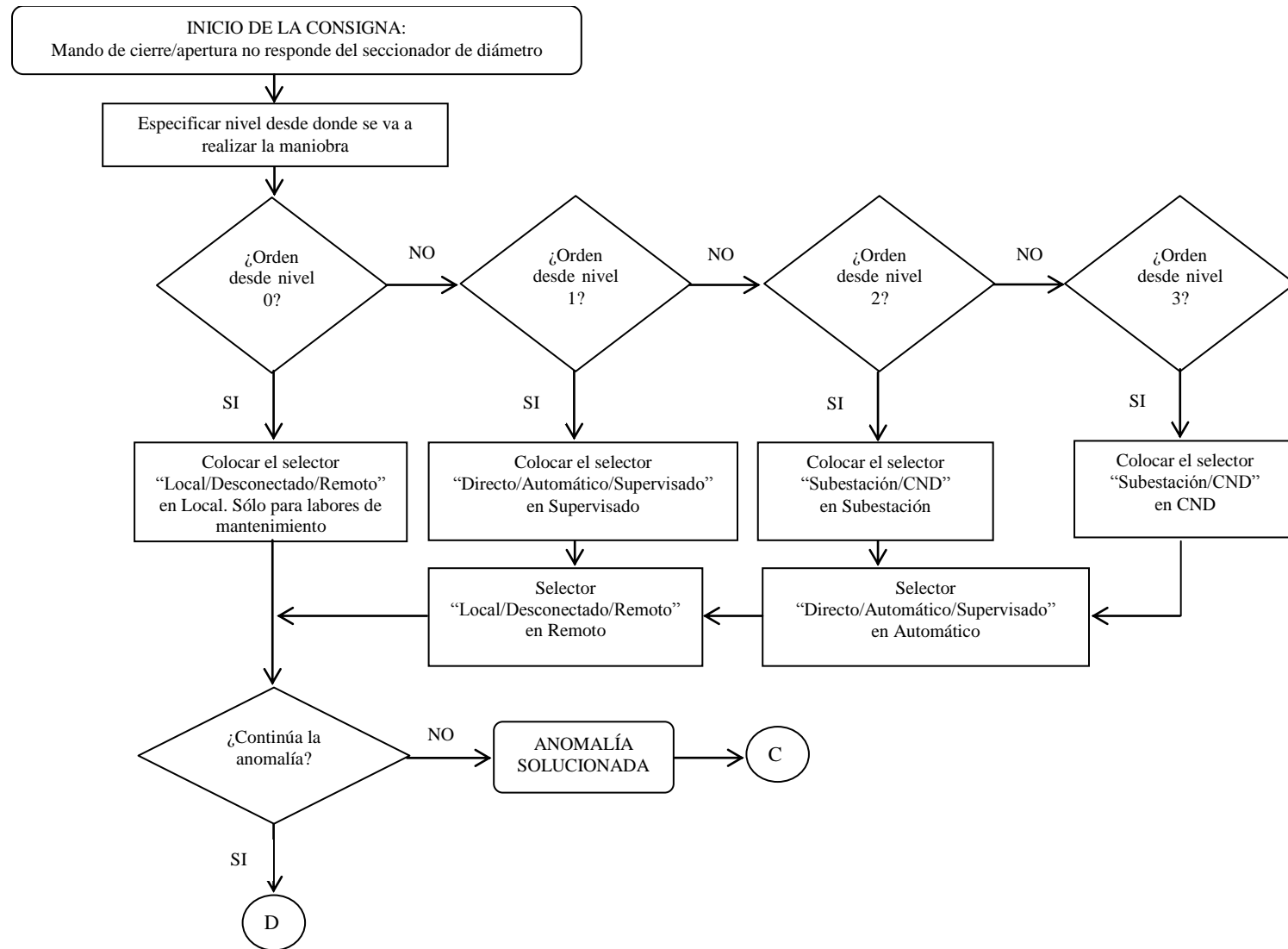
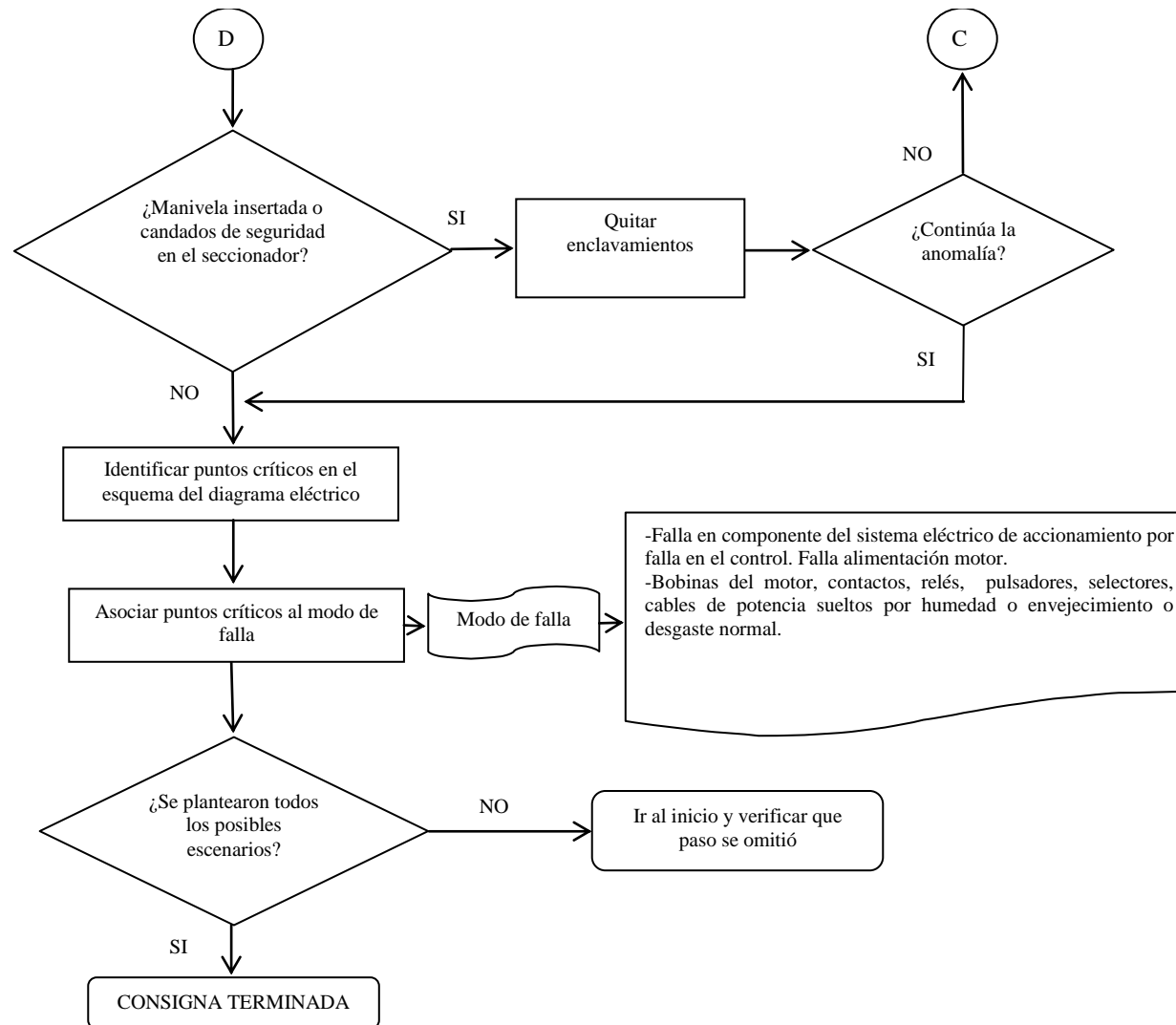


Figura 4.3. Metodología para elaborar consignas de falla de apertura/cierre de seccionadores



- **Equipo energizado con riesgo de disparo**

Estas consignas de falla están asociadas a las alarmas de los sistemas de control y protección de cada bahía de la subestación. El primer paso es buscar el plano de protección de la bahía y ubicar las salidas digitales de la protección (Diagramas esquemáticos, Tablero de protección) identificando las alarmas y/o disparos registrados en el SOE y los comandos hacia otras protecciones, así mismo, los disparos hacia interruptores y/o relés de disparo y bloqueo (86), comandos de envío y recibo de teleprotección, comando para orden de cierre del interruptor, comunicación hacia la red de gestión, enclavamientos para el cierre del interruptor.

Cada una de las salidas digitales se convierte en un punto crítico o posibles causas de la aparición de la falla. El planteamiento de los posibles escenarios de solución, parte de las fallas funcionales de los equipos definidas en la estrategia de mantenimiento: Opera el relé cuando no debe operar, no opera cuando debe o lo hace en un tiempo superior al ajustado (opera erróneamente), bloqueo del relé cuando no debe, alarma del relé cuando no debe, no entrega señales o las entrega erróneamente, no permite la reposición de los equipos en forma local o remota, entre otras.

Las protecciones típicas de una bahía de línea y sus salidas digitales principales son:

- Protección principal PL1 (Relé de distancia) y las salidas digitales son: Señal al computador, disparo del interruptor asociado al corte, disparo general, disparo relé 86, disparo zona 1, disparo zona2, disparo zona 3, bloqueo por oscilaciones de potencia, bloqueo recierre, arranque relé de recierre, envío señal de teleprotección, arranque 50BF cortes A y B o B y C.
- Protección principal PL2 (Relé de comparación direccional) y las salidas digitales son: Señal al computador, disparo general o por relé indisponible, bloqueo recierre, envío señal de teleprotección, arranque relé de recierre, arranque 50BF cortes A y B o B y C, disparo de los interruptores de los cortes A y B o B y C.
- Protección relé de recierre y las salidas digitales son: Señal al computador, recierre bloqueado interruptor corte A, corte B o corte C, orden de cierre del interruptor corte A, corte B o corte C, selección disparo trifásico corte A, corte B o corte C, protección PL1.
- Protección tramo de línea y las salidas digitales son: Señal al computador, posición seccionador de derivación, disparo interruptor corte A, corte B o corte C, arranque 50BF corte A, corte B o corte C.
- Protección de sobretensión y las salidas digitales son: Señal al computador, disparo interruptor corte A y B o B y C, arranque 50BF cortes A y B o B y C, disparo directo transferido.
- Protección de baja tensión y las salidas son: señal para el enclavamiento seccionador tierra del corte A o C.
- Relé de emisión de disparo directo.

Las protecciones típicas de una bahía de autotransformación y sus salidas digitales son:

- Protección diferencial de autotrafo, protección de sobrecorriente de neutro y de fase, protección de sobretensión, las salidas son: Señal al computador, disparo interruptores corte A y corte B, arranque 50BF corte A y corte B.
- Protección de baja tensión y las salidas son: Señal al computador y enclavamiento seccionador de tierra.

En la figura 41, se muestra la metodología para realizar las consignas de falla de las protecciones para bahía de línea y la bahía de autotransformación.

Figura 4.4. Metodología para elaborar consignas de falla de protecciones para bahía de línea y bahía de autotransformación.

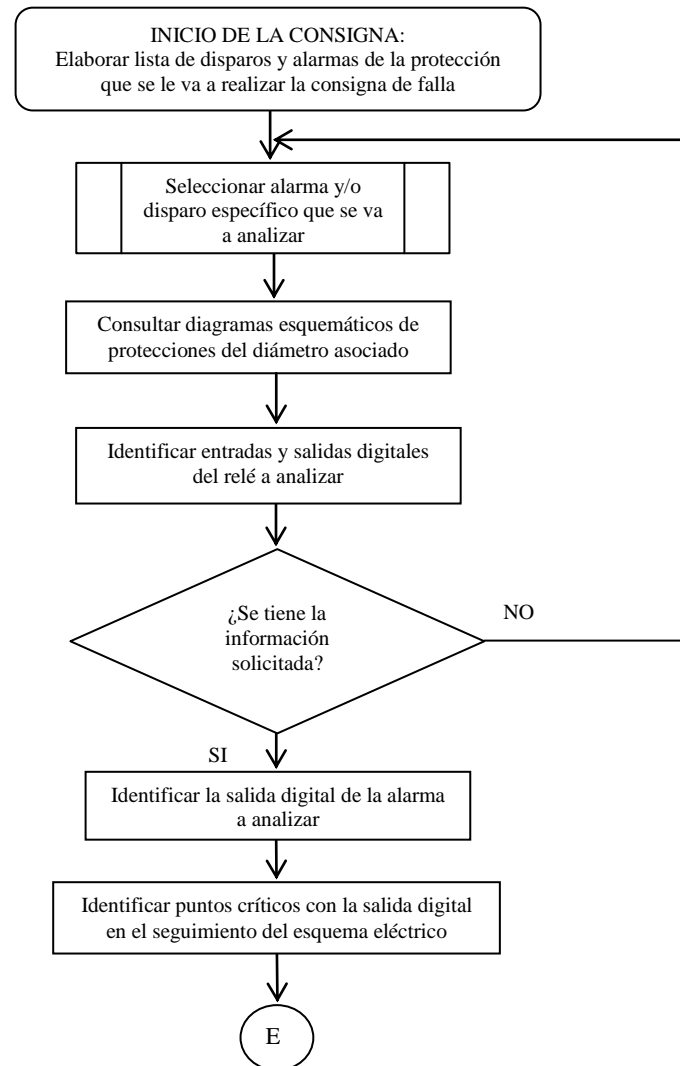
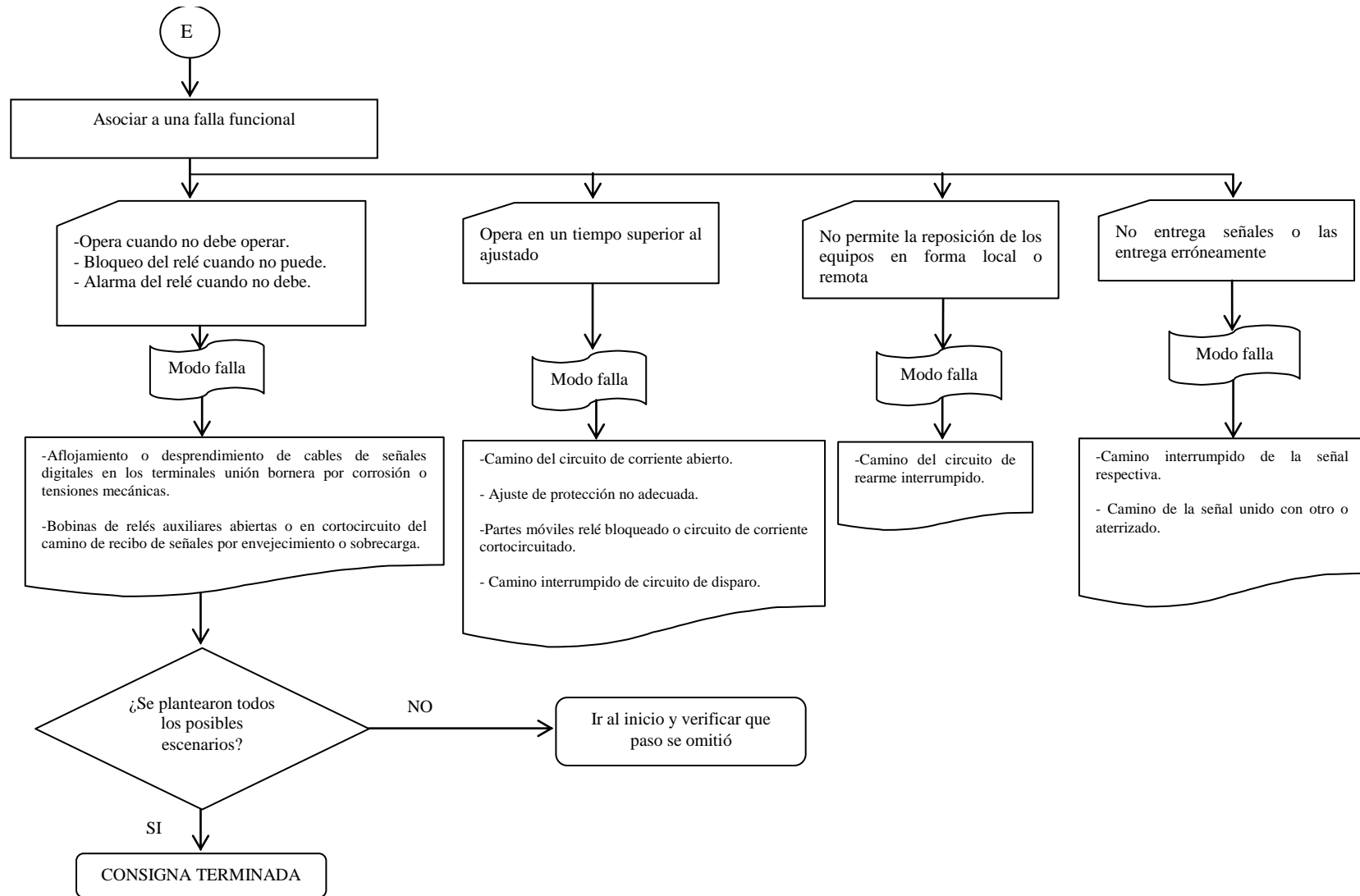


Figura 4.4. Metodología para elaborar consignas de falla de protecciones para bahía de línea y bahía de autotransformación.



Se consideran como casos especiales la Compensación Paralela (CP) y la Compensación Serie (CS).

En la metodología de la Compensación Paralela también se consideran como puntos críticos las salidas digitales de la protección encontradas en los “Diagramas esquemáticos, tablero de protección CP”. Para éste caso las fallas funcionales analizadas son asociadas a las funciones del banco como; No regulación de tensión, no mejora de la estabilidad del sistema de potencia, No envío correcto de por lo menos una señal de corriente para la protección del banco. La figura 4.5 muestra la metodología.

Las alarmas típicas para la Compensación Paralela son: disparo protección 50BF, disparo protección de sobrecorriente banco, disparo protección desbalance de neutro, disparo protección desbalance de línea, disparo protección diferencial, disparo protección relé sobretensión, baja tensión, bloqueo baja presión SF6, alarma baja presión SF6, falla tensión motor, falla mecanismo de operación, falla circuitos 1 y 2 de disparo, control VQ sin recursos, falla de comunicaciones control VQ, condición inestable control VQ, control VQ falla en actuación, falla relé de mando sincronizado.

El banco de Compensación Serie es un caso especial ya que las protecciones son diferentes a las que se analizan de las bahías de Línea, de Autotransformación y Compensación Paralela. Debido a que éste banco incluyen equipos como capacitores, Spark Gap, circuito de Amortiguamiento, Varistores de Metal Oxido (MOV), interruptor de paso directo (Bypass), seccionador de paso directo (Bypass), seccionadores serie, transformadores de corriente y sistemas de control y protección electrónica de la plataforma, se propone como metodología una tabla (tabla 1) que muestra el reconocimiento de la alarma, el nivel de ajuste que son los valores límites para la cual se activa la alarma o el disparo, teniendo como efecto Bypass monofásico (1PBP), Bypass trifásico (3PBP) y bloqueo (Lockout) del banco, con inserción automática del banco bajo condiciones específicas.

Las alarmas típicas para la Compensación Serie son: Falla Spark Gap, Falla Spark Gap sostenido, Alarma sobrecarga del capacitor, Disparo sobrecarga del capacitor, Falla MOV, Disparo energía excedida MOV, Disparo desbalance del capacitor, Desbalance disparo sobrecarga, Falla alimentación plataforma, Disparo protección mínima de corriente de línea del banco, Disparo protección máxima corriente de línea del banco, Disparo sobretensión sostenida, disparo protección pendiente energía varistor.

Figura 4.5. Metodología para elaborar consignas de falla de protecciones para el banco de Compensación Paralela.

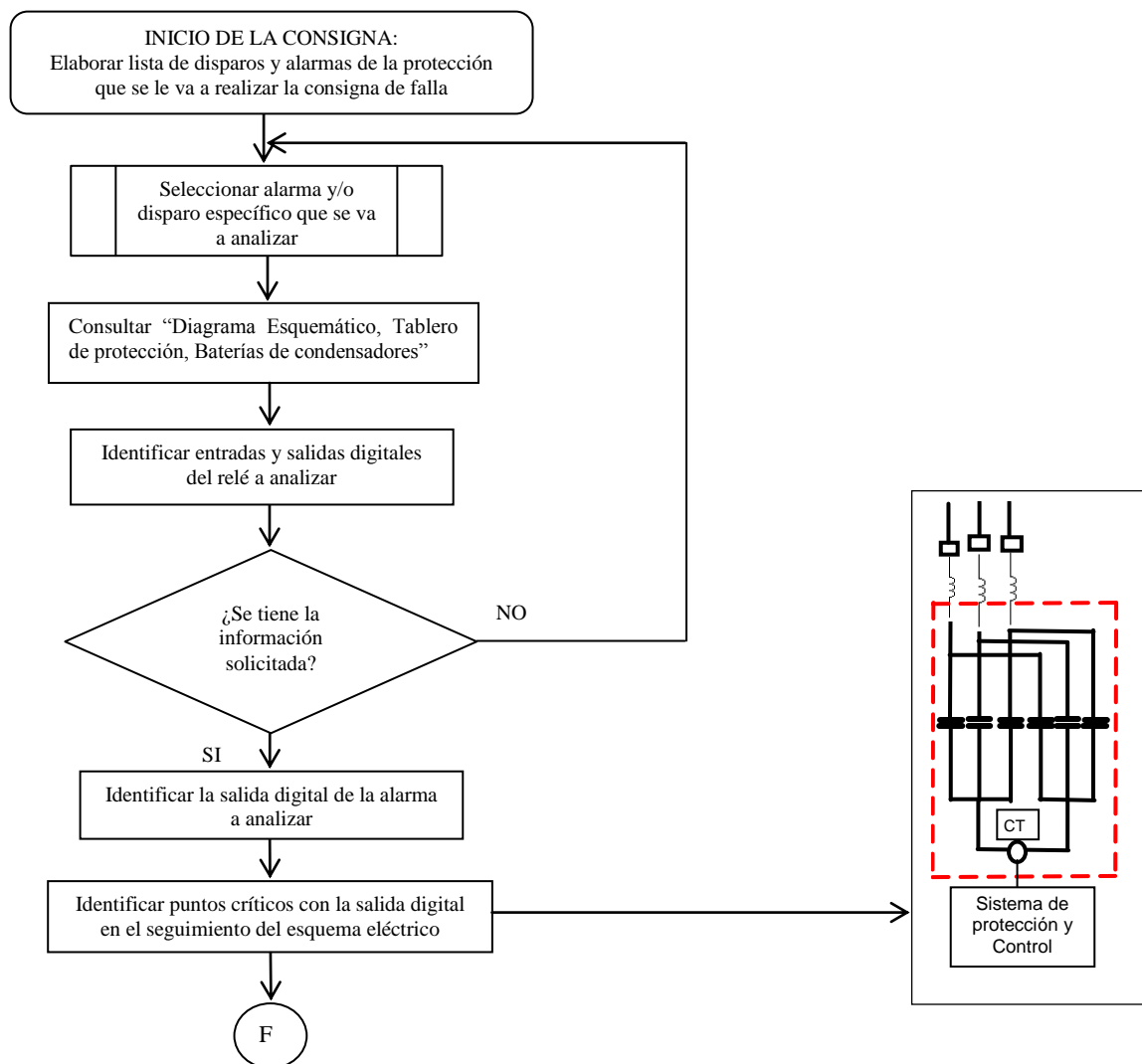


Figura 4.5. Metodología para elaborar consignas de falla de protecciones para el banco de Compensación Paralela.

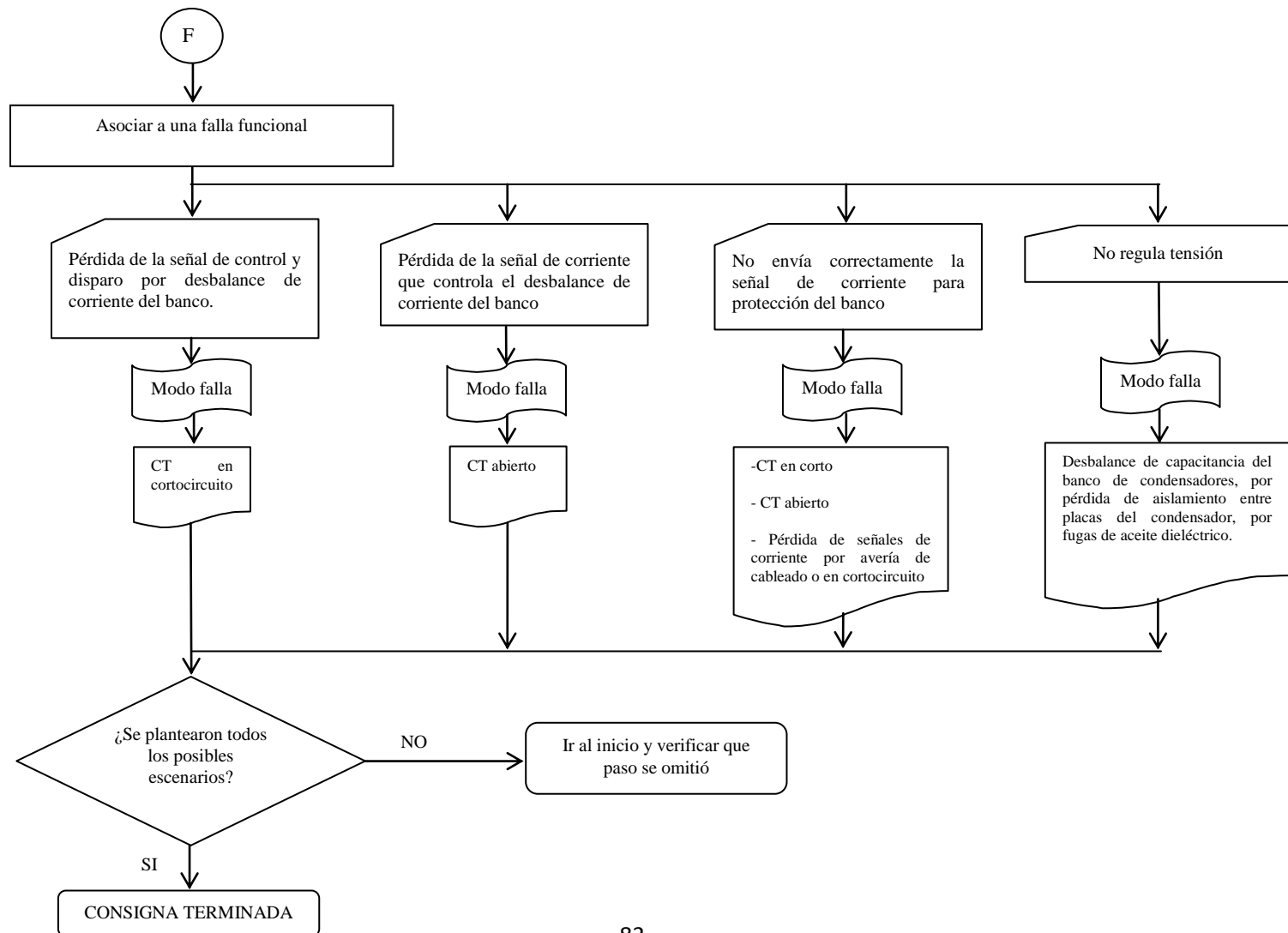


Tabla 4.1. Metodología para elaborar consignas de falla de protecciones para el banco de Compensación Serie.

Reconocimiento de alarma	Ajuste	➡	Nivel de alarma	Bypass monofásico (1PBP)	Bypass trifásico (3PBP)	Lockout	➡	Inserción automática	Notas
Protección mínima corriente de línea	10%			x				x	si 1PBP extendido (800ms), 3PBP
Protección contra desbalance de capacitores	5%	1s	x						Alarma gabinete CS1/1, CS1/2
Protección contra desbalance de capacitores por disparo sobrecarga	10%	100ms			x	x			Alarma gabinete CS1/1, CS1/2
Protección alarma de sobrecarga	0.9*Disparo	Retardo de tiempo inverso	x						Alarma gabinete CS1/1, CS1/2
Protección disparo de sobrecarga	1.1-1.5 pu	Retardo de tiempo inverso			x		30 min retardo	x	Alarma gabinete CS1/1, CS1/2
Protección sobrecarga sostenido	1.5-3.2 pu	Retardo de tiempo inverso			x		25 seg retardo	x	Alarma gabinete CS1/1, CS1/2
Protección Spark Gap (SPG)	200A			x					Inserción por MOV relés de protección
Protección Spark Gap sostenido	200A	200ms			x	x			Alarma gabinete CS1/1, CS1/2
Protección Falla plataforma (FTP)	200A				x	x			Alarma gabinete CS1/1, CS1/2
Protección contra falla MOV, alta corriente		Ignición SPG		x			Enfriamiento	x	Alarma gabinete CS1/1, CS1/2
Protección contra falla MOV, alta energía		Ignición SPG			x		Enfriamiento	x	Alarma gabinete CS1/1, CS1/2
Protección pendiente de energía MOV		Ignición SPG		x				x	Alarma gabinete CS1/1, CS1/2
Protección contra fallo de MOV					x	x			Alarma gabinete CS1/1, CS1/2
Protección máxima corriente de línea	1.25 pu				x				Inserción manual del banco

- **Equipo energizado sin riesgo de disparo:**

Las consignas de falla asociadas a ésta sección son las alarmas de los servicios auxiliares. Para implementar la metodología, se deben separar los servicios auxiliares en 2 sistemas.

- i. Alimentación DC.
- ii. Alimentación AC servicios esenciales.

Para el sistema de alimentación DC se tienen los siguientes elementos:

- Dos cargadores de baterías a los cuales se les puede monitorear:
 - ✓ Alta tensión
 - ✓ Baja tensión
 - ✓ Anomalía (falla menor, no lo deja indisponible)
 - ✓ Falla cargador
 - ✓ Falla a tierra sistema
- Bancos de baterías, al que se le puede monitorear:
 - ✓ Baja tensión baterías

Para éste primer sistema de servicios auxiliares, las alarmas deben permitir que se identifique de manera ágil y precisa:

- Si los cargadores están operando correctamente
- Indicar cuando haya alarma menor en alguno de los equipos
- Indicar cuando falla alguno de los cargadores
- Indicar que las baterías están descargadas

Para el sistema de alimentación AC servicios esenciales se tiene:

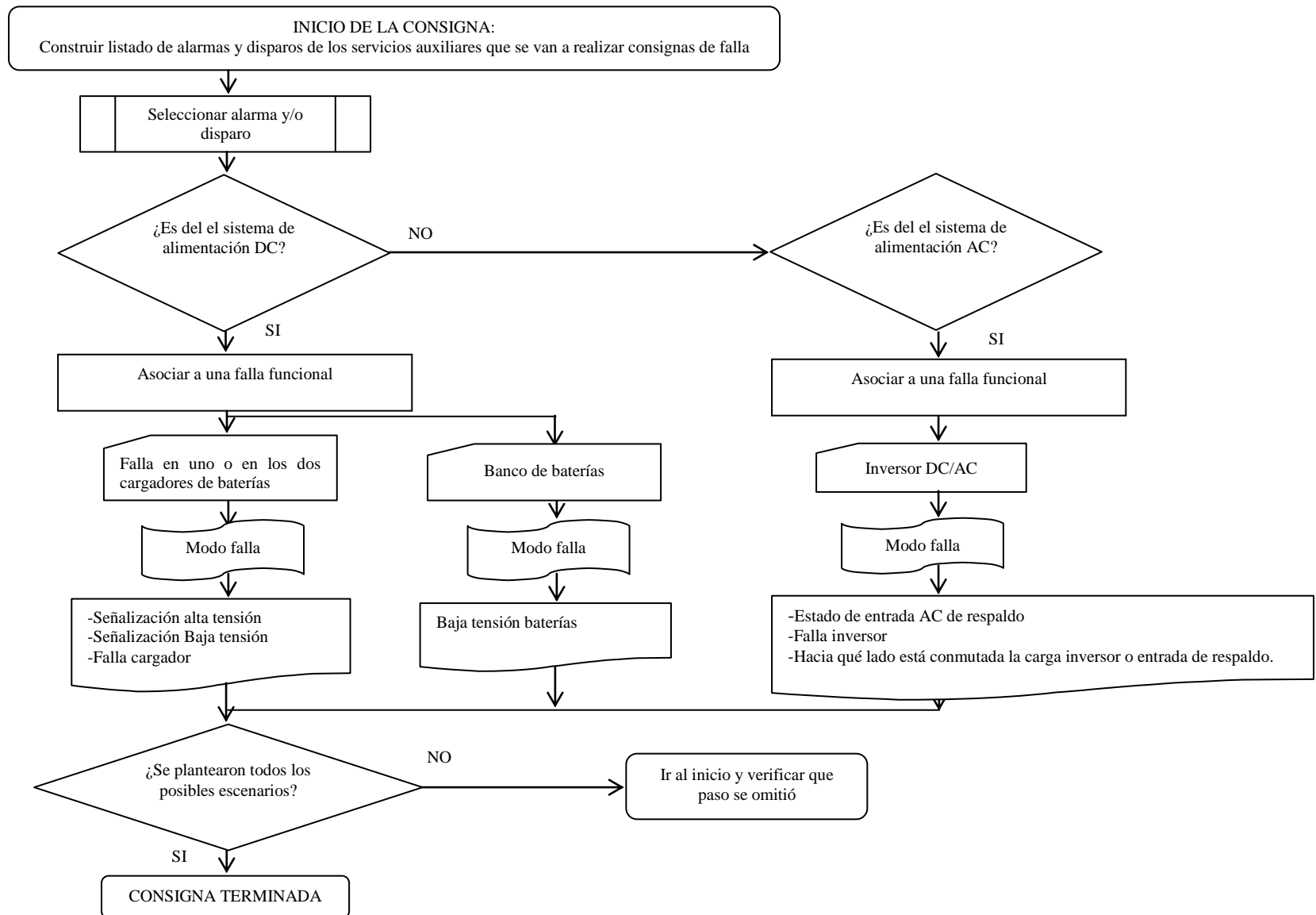
- Inversor AC/DC, al que se puede monitorear:
 - ✓ Falla inversor
 - ✓ Estado entrada AC de respaldo
 - ✓ Fuente de alimentación de la carga a través inversor o de la entrada de respaldo

Para éste segundo sistema de servicios auxiliares, las alarmas deben permitir que se identifique:

- Si el inversor está disponible
- Si la carga está conmutada al lado del inversor
- Indicar cuando falla el inversor

La figura 4.6 muestra la metodología que se aplica para la elaboración de éste tipo de consignas de falla.

Figura 4.6. Metodología para elaborar consignas de falla de los Servicios Auxiliares



5. RESULTADOS

La metodología propuesta para la elaboración de consignas de falla, se aplicó a la subestación con configuración Interruptor y Medio que se propuso en el Capítulo 2 (figura 2.3).

En la estructura de la consigna de falla se puede distinguir los siguientes aspectos:

- Falla o anomalía: Corresponde al nombre de la alarma y/o disparo que se visualiza en la IHM.
- Equipo: Equipo involucrado en la alarma y/o disparo, puede ser un interruptor, seccionador, protección, de medida o servicio auxiliar.
- Descripción del equipo: Es una breve descripción de las características del equipo y la relación con la alarma y/o disparo.
- Causas probables: Son los posibles escenarios que se presentan ante la falla o anomalía.
- Soluciones: Son propuestas particulares que se elaboran como consecuencia de las causas probables.

La figura 5.1 se muestra el formato utilizado para la realización de las consignas de falla. En los anexos, se presentan las consignas de falla “tipo” para cada bahía de la subestación.

Figura 5.1. Formato para la elaboración de consignas de falla

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: 1			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
2	3	4	5

5.1. RESULTADOS DIÁMETRO X

Para éste diámetro que está conformado por 2 bahías de línea, se dividen los resultados en 4 grupos:

- GRUPO 1, protecciones que se les aplicó la metodología:

Disparo falla interruptor 50BF (Interruptores 2L1X0, 2M0X0, 2L2X0)
Disparo y bloqueo relé de protección 86 (Interruptores 2L1X0, 2M0X0, 2L2X0)
Relé de disparo transferido línea circuito 1, envío y recibo disparo directo
Relé de disparo transferido línea circuito 2, envío y recibo disparo directo
Disparo protección sobretensión línea circuito 1 y 2
Disparo protección baja tensión línea circuito 1 y 2
Disparo protección PL1 circuito 1 y 2
Disparo protección PL1, asistido por teleprotección circuito 1 y 2
Disparo protección PL1 zona 2, circuito 1 y 2
Disparo protección PL1 zona 3, circuito 1 y 2
Protección PL1 circuito 1 y 2, Arranque fase A
Protección PL1 circuito 1 y 2, Arranque fase B
Protección PL1 circuito 1 y 2, Arranque fase C
Protección PL1 circuito 1 y 2 indisponible
Protección PL1 circuito 1 y 2 oscilación de potencia
Disparo protección PL2 circuito 1 y 2
Disparo protección PL2, cierre en falla circuito 1 y 2
Disparo protección PL2, Fase A circuito 1 y 2
Disparo protección PL2, Fase B circuito 1 y 2
Disparo protección PL2, Fase C circuito 1 y 2
Protección PL2 circuito 1 y 2 indisponible
Disparo protección derivación abierta, circuito 1 y 2
Falla de verificación circuito 1 de disparo (Interruptores 2L1X0, 2M0X0, 2L2X0)
Falla de verificación circuito 1 de disparo (Interruptores 2L1X0, 2M0X0, 2L2X0)
Operación recierre circuito 1 y 2
Recierre bloqueado circuito 1 y 2
Recierre indisponible circuito 1 y 2

- GRUPO 2, Medida:

Bloqueo baja presión SF6 (Interruptores 2L1X0, 2M0X0, 2L2X0)
Baja presión SF6 (Interruptores 2L1X0, 2M0X0, 2L2X0)
Falla tensión motor (Interruptores 2L1X0, 2M0X0, 2L2X0)
Falla mecanismo operación (Interruptores 2L1X0, 2M0X0, 2L2X0)
MCB Trans Tensión núcleo 1 circuito 1 TU1X, Apertura

MCB Trans Tensión núcleo 2 circuito 1 TU1X, Apertura
 MCB Trans Tensión núcleo 1 circuito 1 TU2X, Apertura
 MCB Trans Tensión núcleo 2 circuito 1 TU2X, Apertura
 Falla polaridad control
 Falla polaridad protección
 Falla polaridad señalización

- GRUPO 3, Interruptores:

Mando de apertura no responde desde nivel 3 (Interruptores 2L1X0, 2M0X0, 2L2X0)
 Mando de apertura no responde desde nivel 2 (Interruptores 2L1X0, 2M0X0, 2L2X0)
 Mando de apertura no responde desde nivel 1 (Interruptores 2L1X0, 2M0X0, 2L2X0)
 Mando de cierre no responde desde nivel 3 (Interruptores 2L1X0, 2M0X0, 2L2X0)
 Mando de cierre no responde desde nivel 2 (Interruptores 2L1X0, 2M0X0, 2L2X0)
 Mando de cierre no responde desde nivel 1 (Interruptores 2L1X0, 2M0X0, 2L2X0)

- GRUPO 4, Seccionadores:

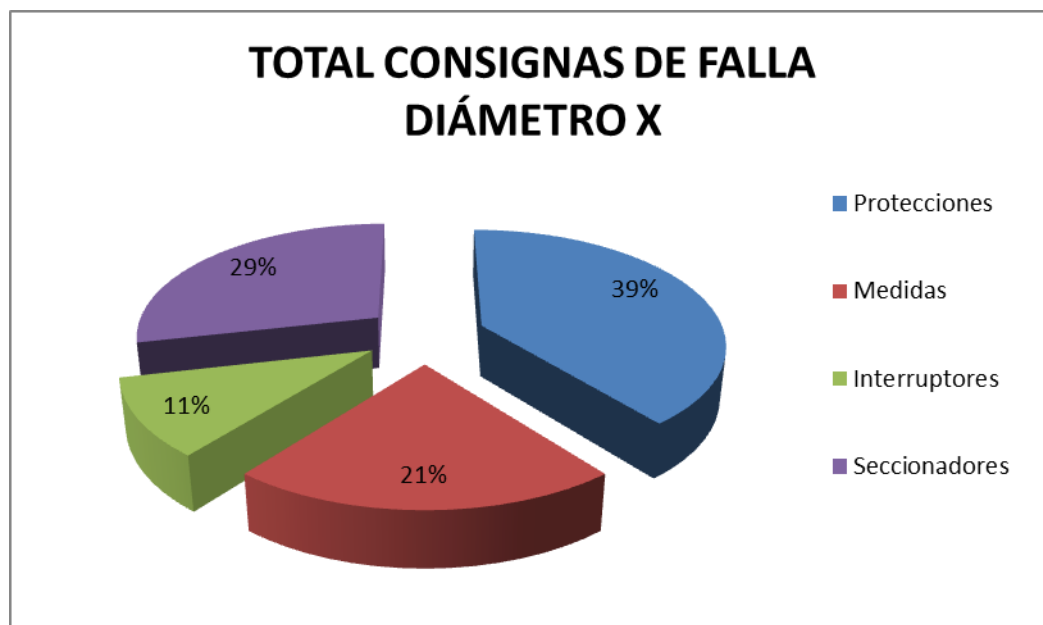
Mando de apertura no responde desde nivel 3 (Seccionadores 2L1X1, 2L1X4, 2M0X4, 2M0X5, 2L2X5, 2L2X2, 2L1X7, 2L2X7)
 Mando de apertura no responde desde nivel 2 (Seccionadores 2L1X1, 2L1X4, 2M0X4, 2M0X5, 2L2X5, 2L2X2, 2L1X7, 2L2X7)
 Mando de apertura no responde desde nivel 1 (Seccionadores 2L1X1, 2L1X4, 2M0X4, 2M0X5, 2L2X5, 2L2X2, 2L1X7, 2L2X7)
 Mando de cierre no responde desde nivel 3 (Seccionadores 2L1X1, 2L1X4, 2M0X4, 2M0X5, 2L2X5, 2L2X2, 2L1X7, 2L2X7)
 Mando de cierre no responde desde nivel 2 (Seccionadores 2L1X1, 2L1X4, 2M0X4, 2M0X5, 2L2X5, 2L2X2, 2L1X7, 2L2X7)
 Mando de cierre no responde desde nivel 1 (Seccionadores 2L1X1, 2L1X4, 2M0X4, 2M0X5, 2L2X5, 2L2X2, 2L1X7, 2L2X7)

En la tabla 5.1 se presenta el total de consignas de falla del diámetro X, donde se realizaron 66 casos de falla de protecciones, 36 casos de falla de medida, 18 casos de falla de interruptores y 48 casos de falla de seccionadores.

Tabla 5.1. Total consignas diámetro X

Protecciones	66
Medidas	36
Interruptores	18
Seccionadores	48
TOTAL	168

Figura 5.2. Total consignas diámetro X

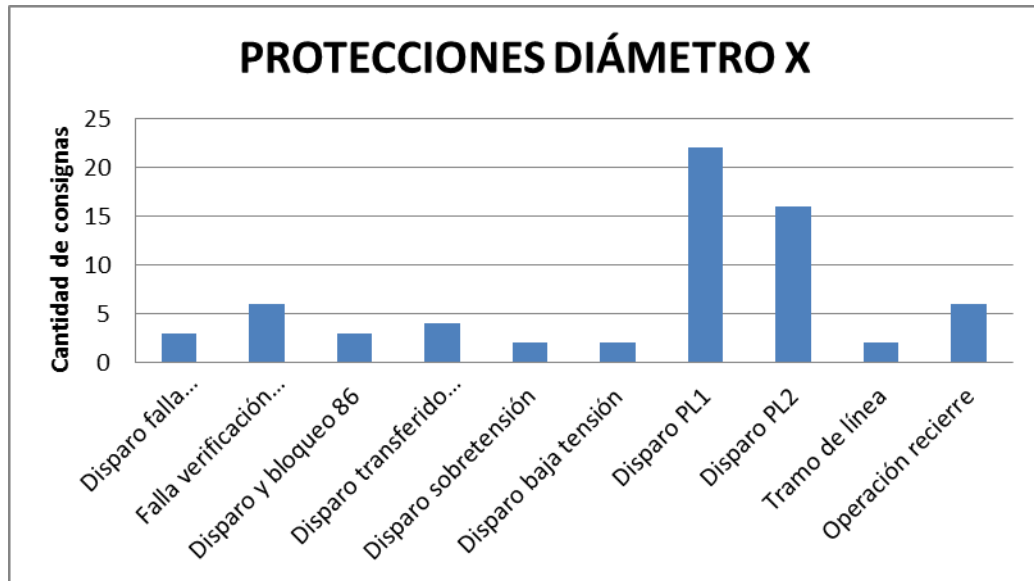


La tabla 5.2 presenta las protecciones que se le aplicó la metodología, donde se realizaron 3 casos de disparo falla interruptor 50BF, 6 casos para falla verificación circuitos 1 y 2 de disparo, 3 casos para disparo y bloqueo 86, 4 casos de disparo transferido (envío y recibo), casos de sobretensión y baja tensión, 22 casos de la protección PL1, 16 casos de la protección PL2, 2 casos de derivación de línea o tramo de línea y 6 casos de operación recierre.

Tabla 5.2. Total consignas diámetro X

PROTECCIONES	
Disparo falla interruptor 50BF	3
Falla verificación circuitos 1 y 2 disparo	6
Disparo y bloqueo 86	3
Disparo transferido (envío, recibo)	4
Disparo sobretensión	2
Disparo baja tensión	2
Disparo PL1	22
Disparo PL2	16
Tramo de línea	2
Operación recierre	6
TOTAL PROT DX	66

Figura 5.3. Total consignas protecciones diámetro X

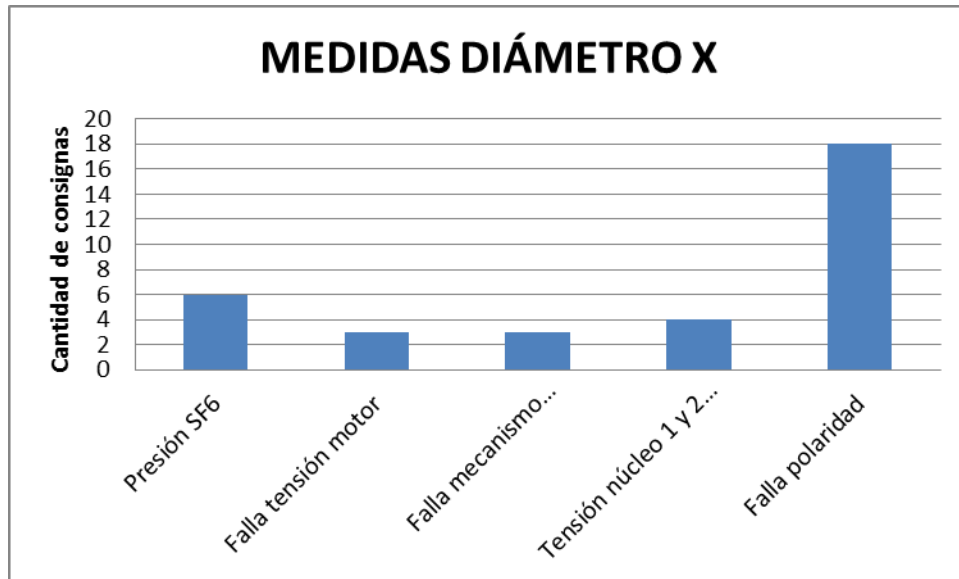


La tabla 5.3 presenta las alarmas del grupo medidas que se le aplicó la metodología, donde se realizaron 6 casos de presión de SF6, 3 casos falla tensión motor, 3 casos falla mecanismo de operación, 4 casos de tensión núcleo 1 y 2 de los transformadores de potencial, 18 casos de falla polaridad.

Tabla 5.3. Total consignas medidas diámetro X

MEDIDAS	
Presión SF6	6
Falla tensión motor	3
Falla mecanismo operación	3
Tensión núcleo 1 y 2 transformadores potencial	4
Falla polaridad	18
TOTAL MEDIDAS DX	34

Figura 5.4. Total consignas medidas diámetro X



5.2. RESULTADOS DIÁMETRO Y

Para éste diámetro se tiene 1 bahía de autotransformación y una bahía de compensación paralela, se dividen los resultados en 5 grupos:

- GRUPO 1, protecciones que se les aplicó la metodología:

Disparo protección falla interruptor 50BF (Interruptores 2A1Y0, 2M0Y0, 2C2Y0)

Disparo y bloqueo relé de protección 86 (Interruptores 2A1Y0, 2M0Y0, 2C2Y0)

Protección diferencial ATR disparo

Protección sobrecorriente ATR disparo

Protección sobretensión ATR disparo

Protección baja tensión ATR disparo

Protección diferencial de barras B1 disparo 87B1

Supervisión circuito 1 y 2 de disparo (Interruptores 2A1Y0, 2M0Y0, 2C2Y0)

- GRUPO 2, Medida:

Bloqueo baja presión SF6 (Interruptores 2A1Y0, 2M0Y0, 2C2Y0)

Baja presión SF6 (Interruptores 2A1Y0, 2M0Y0, 2C2Y0)

Falla tensión motor (Interruptores 2A1Y0, 2M0Y0, 2C2Y0)

Falla mecanismo operación (Interruptores 2A1Y0, 2M0Y0, 2C2Y0)

MCB Trans Tensión núcleo 2 circuito 1 TU1Y, Apertura

MCB Trans Tensión núcleo 2 TUB1, Apertura
 MCB Trans Tensión núcleo 2 circuito 2 TUCP, Apertura
 MCB Trans Tensión núcleo 2 TUB2, Apertura
 Falla polaridad de señalización
 Falla polaridad de protección
 Falla polaridad de control

- GRUPO 3, Interruptores:

Mando de apertura no responde desde nivel 3 (Interruptores 2A1Y0, 2M0Y0, 2C2Y0)
 Mando de apertura no responde desde nivel 2 (Interruptores 2A1Y0, 2M0Y0, 2C2Y0)
 Mando de apertura no responde desde nivel 1 (Interruptores 2A1Y0, 2M0Y0, 2C2Y0)
 Mando de cierre no responde desde nivel 3 (Interruptores 2A1Y0, 2M0Y0, 2C2Y0)
 Mando de cierre no responde desde nivel 2 (Interruptores 2A1Y0, 2M0Y0, 2C2Y0)
 Mando de cierre no responde desde nivel 1 (Interruptores 2A1Y0, 2M0Y0, 2C2Y0)

- GRUPO 4, Seccionadores:

Mando de apertura no responde desde nivel 3 (Seccionadores 2A1Y1, 2A1Y4, 2M0Y4, 2M0Y5, 2C2Y5, 2C2Y2, 2C1Y7, 2C2Y7)
 Mando de apertura no responde desde nivel 2 (Seccionadores 2A1Y1, 2A1Y4, 2M0Y4, 2M0Y5, 2C2Y5, 2C2Y2, 2C1Y7, 2C2Y7)
 Mando de apertura no responde desde nivel 1 (Seccionadores 2A1Y1, 2A1Y4, 2M0Y4, 2M0Y5, 2C2Y5, 2C2Y2, 2C1Y7, 2C2Y7)
 Mando de cierre no responde desde nivel 3 (Seccionadores 2A1Y1, 2A1Y4, 2M0Y4, 2M0Y5, 2C2Y5, 2C2Y2, 2C1Y7, 2C2Y7)
 Mando de cierre no responde desde nivel 2 (Seccionadores 2A1Y1, 2A1Y4, 2M0Y4, 2M0Y5, 2C2Y5, 2C2Y2, 2C1Y7, 2C2Y7)
 Mando de cierre no responde desde nivel 1 (Seccionadores 2A1Y1, 2A1Y4, 2M0Y4, 2M0Y5, 2C2Y5, 2C2Y2, 2C1Y7, 2C2Y7)

- GRUPO 5, Servicios Auxiliares:

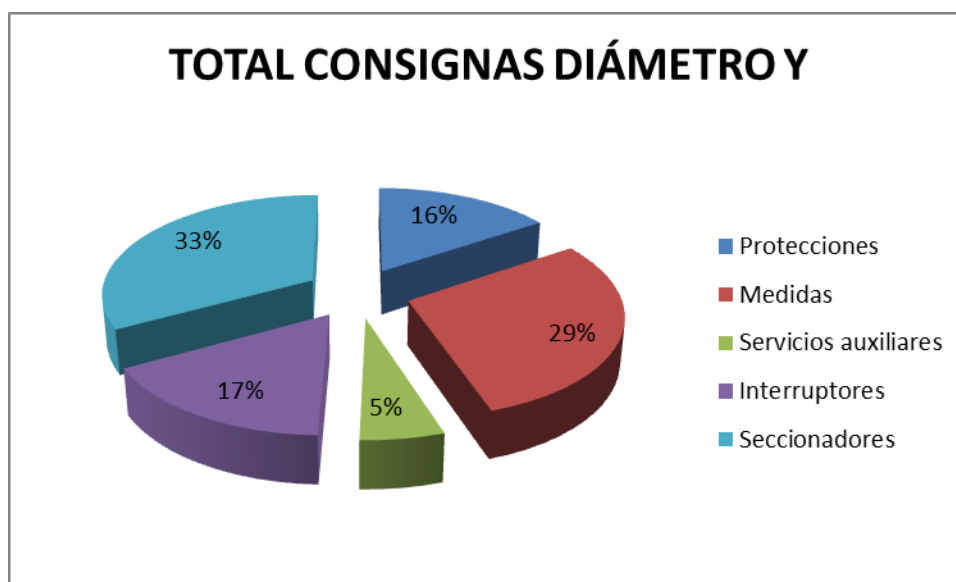
Alarma cargador de batería 125Vcc falla celda N12
 Alarma cargador de batería 125Vcc falla celda N11
 Inversor 125 Vcc-120Vca 2KVA falla celda N11
 Interruptores de distribución celda N11 disparo
 Interruptores de distribución celda N12 disparo
 Interruptores de distribución celda N13 disparo

En la tabla 5.4 se presenta el total de consignas de falla del diámetro Y, donde se realizaron 18 casos de falla de protecciones, 33 casos de falla de medida, 6 casos de servicios auxiliares, 18 casos de falla de interruptores y 36 casos de falla de seccionadores.

Tabla 5.4. Total consignas diámetro Y

Protecciones	17
Medidas	32
Servicios auxiliares	6
Interruptores	18
Seccionadores	36
TOTAL DY	109

Figura 5.5. Total consignas diámetro Y

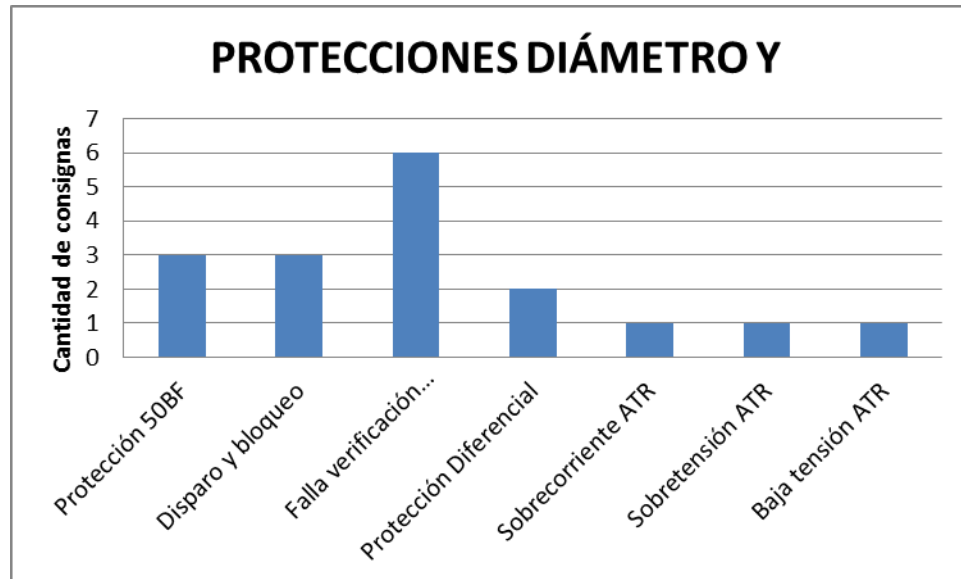


La tabla 5.5 presenta las protecciones que se le aplicó la metodología, donde se realizaron 3 casos de disparo falla interruptor, 6 casos para falla verificación circuitos 1 y 2 de disparo, 3 casos para disparo y bloqueo, 4 casos de disparo transferido (envío y recibo), casos de sobretensión y baja tensión, 22 casos de la protección PL1, 16 casos de la protección PL2, 2 casos de derivación de línea o tramo de línea y 6 casos de operación recierre.

Tabla 5.5. Total consignas protecciones diámetro Y

PROTECCIONES	
Protección 50BF	3
Disparo y bloqueo	3
Falla verificación circuitos 1 y 2 disparo	6
Protección Diferencial	2
Sobrecorriente ATR	1
Sobretensión ATR	1
Baja tensión ATR	1
TOTAL PROT DY	17

Figura 5.6. Total consignas protecciones diámetro Y

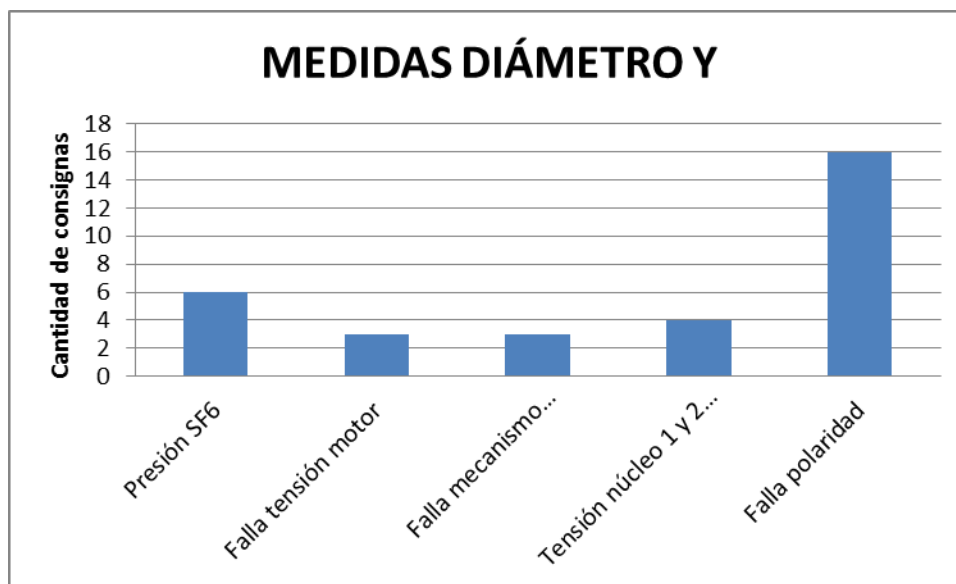


La tabla 5.6 presenta las alarmas del grupo medidas que se le aplicó la metodología, donde se realizaron 6 casos de presión de SF6, 3 casos falla tensión motor, 3 casos falla mecanismo de operación, 4 casos de tensión núcleo 1 y 2 de los transformadores de potencial y 16 casos de falla polaridad.

Tabla 5.6. Total consignas medidas diámetro Y

MEDIDAS	
Presión SF6	6
Falla tensión motor	3
Falla mecanismo operación	3
Tensión núcleo 1 y 2 transformadores potencial	4
Falla polaridad	16
TOTAL MEDIDAS	32

Figura 5.7. Total consignas medidas diámetro Y

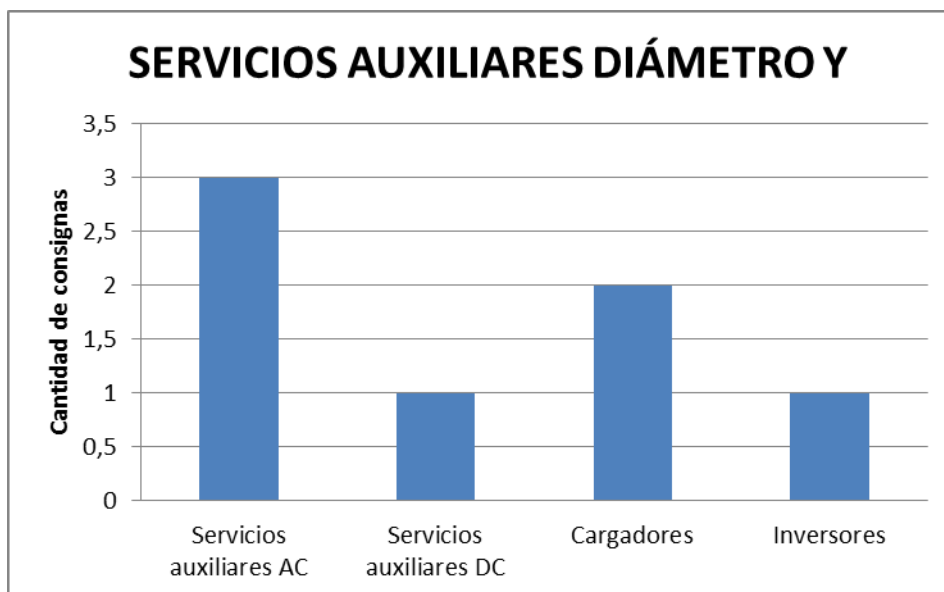


La tabla 5.7 presenta las alarmas que se les aplicó la metodología para servicios auxiliares, donde se analizaron 3 casos de consignas de servicios auxiliares AC y DC respectivamente, también 2 casos de falla cargadores y 1 caso de falla inversor.

Tabla 5.7. Total consignas servicios auxiliares diámetro Y

SERVICIOS AUXILIARES	
Servicios auxiliares AC	3
Servicios auxiliares DC	1
Cargadores	2
Inversor	1
TOTAL SERV AUX	6

Figura 5.8. Total consignas servicios auxiliares diámetro Y



5.3. RESULTADOS COMPENSACIÓN PARALELA

Los resultados de la compensación paralela se dividen en 4 grupos:

- GRUPO 1, Protecciones:

Disparo falla interruptor 50BF (Interruptores 2CP10, 2CP20, 2CP30)

Disparo y bloqueo 86 (Interruptores 2CP10, 2CP20, 2CP30)

Protección sobrecorriente disparo (Banco 1, 2 y 3)

Protección desbalance de neutro disparo (Banco 1, 2 y 3)

Protección desbalance de neutro alarma (Banco 1, 2 y 3)

Protección desbalance de línea disparo (Banco 1, 2 y 3)

Protección de sobrecorriente disparo

Protección de sobretensión disparo

Protección baja tensión disparo

Supervisión circuito 1 y 2 de disparo (Interruptores 2CP10, 2CP20, 2CP30)

Alarma control VQ sin recursos

Falla comunicaciones control VQ

Condición inestable control VQ

Control VQ falla en actuación

Relé de desbalance indisponible

Fallo relé de mando sincronizado

- GRUPO 2, Medida:

Bloqueo baja presión SF6 (Interruptores 2CP10, 2CP20, 2CP30)
 Baja presión SF6 (Interruptores 2CP10, 2CP20, 2CP30)
 Falla tensión motor (Interruptores 2CP10, 2CP20, 2CP30)
 Falla mecanismo operación (Interruptores 2CP10, 2CP20, 2CP30)
 Falla polaridad de señalización
 Falla polaridad de protección
 Falla polaridad de control

- GRUPO 3, Interruptores:

Mando de apertura no responde desde nivel 3 (Interruptores 2CP10, 2CP20, 2CP30)
 Mando de apertura no responde desde nivel 2 (Interruptores 2CP10, 2CP20, 2CP30)
 Mando de apertura no responde desde nivel 1 (Interruptores 2CP10, 2CP20, 2CP30)
 Mando de cierre no responde desde nivel 3 (Interruptores 2CP10, 2CP20, 2CP30)
 Mando de cierre no responde desde nivel 2 (Interruptores 2CP10, 2CP20, 2CP30)
 Mando de cierre no responde desde nivel 1 (Interruptores 2CP10, 2CP20, 2CP30)

- GRUPO 4, Seccionadores:

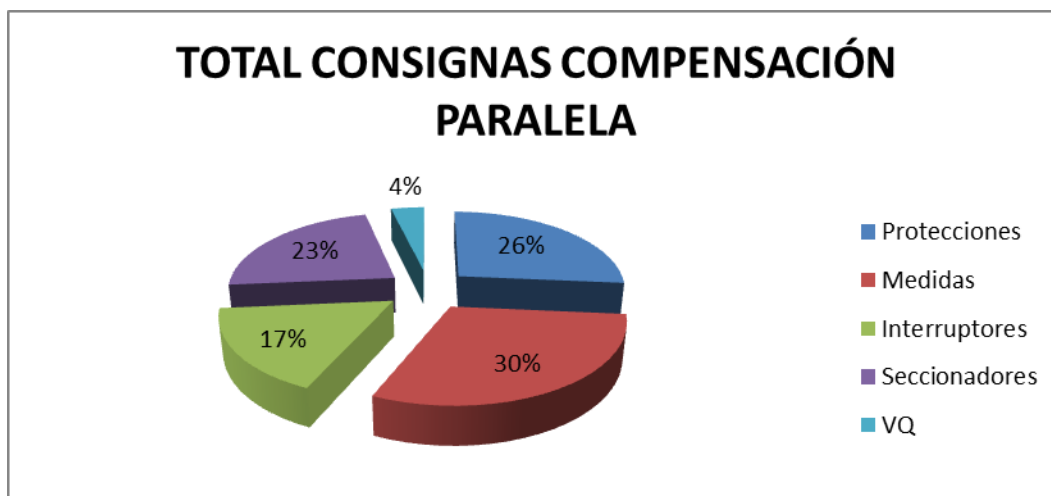
Mando de apertura no responde desde nivel 3 (Seccionadores 2CP11, 2CP21, 2CP31, 2CP41)
 Mando de apertura no responde desde nivel 2 (Seccionadores 2CP11, 2CP21, 2CP31, 2CP41)
 Mando de apertura no responde desde nivel 1 (Seccionadores 2CP11, 2CP21, 2CP31, 2CP41)
 Mando de cierre no responde desde nivel 3 (Seccionadores 2CP11, 2CP21, 2CP31, 2CP41)
 Mando de cierre no responde desde nivel 2 (Seccionadores 2CP11, 2CP21, 2CP31, 2CP41)
 Mando de cierre no responde desde nivel 1 (Seccionadores 2CP11, 2CP21, 2CP31, 2CP41)

En la tabla 5.8 se presenta el total de consignas de falla de la compensación paralela, donde se realizaron 29 casos de falla de protecciones, 4 casos de falla del VQ, 32 casos de falla de medida, 18 casos de falla de interruptores y 24 casos de falla de seccionadores.

Tabla 5.8. Total consignas compensación paralela

Protecciones	28
Medidas	32
Interruptores	18
Seccionadores	24
VQ	4
TOTAL	106

Figura 5.9. Total consignas compensación paralela

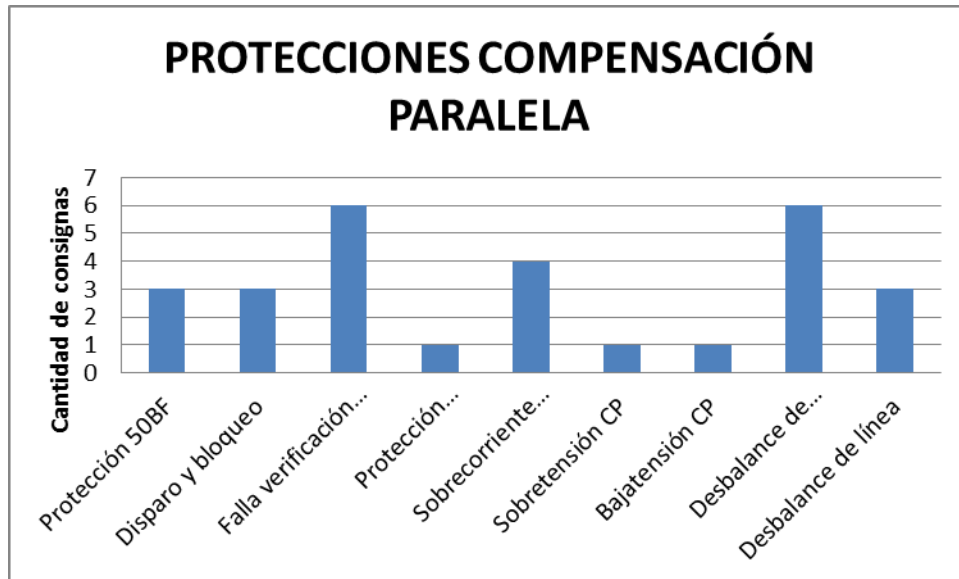


La tabla 5.9 presenta las protecciones que se le aplicó la metodología, donde se realizaron 3 casos de disparo falla interruptor, 6 casos para falla verificación circuitos 1 y 2 de disparo, 3 casos para disparo y bloqueo, 1 caso de disparo protección diferencial CP, 4 casos de disparo sobrecorriente banco CP, 1 caso de disparo sobretensión y baja tensión CP, 6 casos de desbalance de neutro y 3 casos de desbalance de línea.

Tabla 5.9. Total consignas protecciones compensación paralela

ROTECCIONES	
Protección 50BF	3
Disparo y bloqueo	3
Falla verificación circuitos 1 y 2 disparo	6
Protección Diferencial CP	1
Sobrecorriente banco, CP	4
Sobretensión CP	1
Baja tensión CP	1
Desbalance de neutro	6
Desbalance de línea	3
TOTAL	28

Figura 5.10. Total consignas protecciones compensación paralela

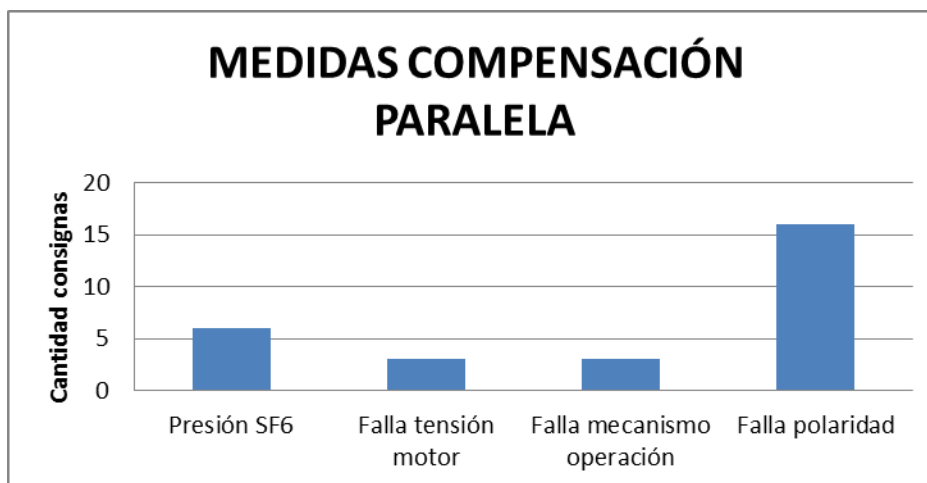


La tabla 5.10 presenta las alarmas del grupo medidas que se le aplicó la metodología, donde se realizaron 6 casos de presión de SF6, 3 casos falla tensión motor, 3 casos falla mecanismo de operación y 16 casos de falla polaridad.

Tabla 5.10. Total consignas medidas compensación paralela

MEDIDAS	
Presión SF6	6
Falla tensión motor	3
Falla mecanismo operación	3
Falla polaridad	16
TOTAL MEDIDAS	28

Figura 5.11. Total consignas medidas compensación paralela



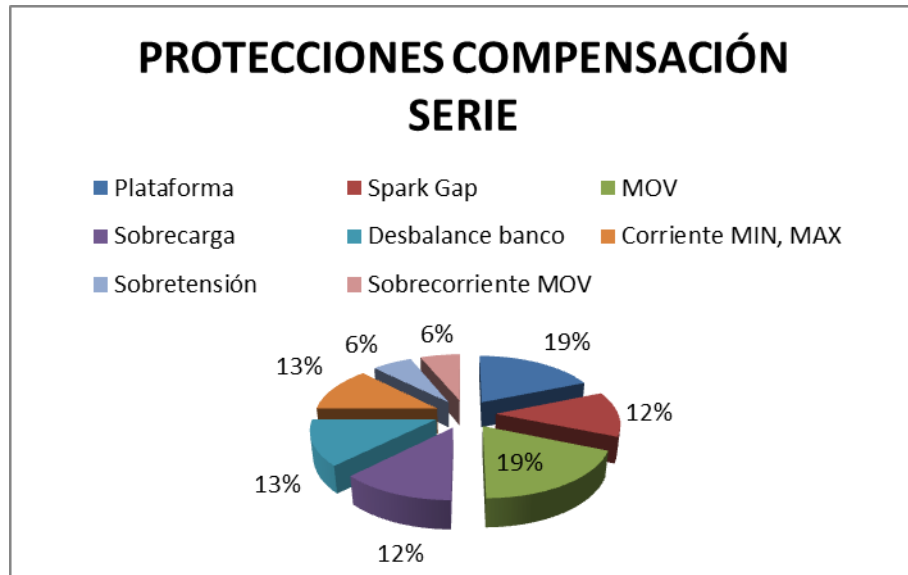
5.4. RESULTADOS COMPENSACIÓN SERIE

Las consignas realizadas de la compensación serie a partir de la metodología propuesta (tabla 4.1) son: falla alimentación plataforma, disparo protección plataforma banco, falla Spark Gap, alarma operación Spark Gap, disparo protección Spark Gap sostenida banco, falla MOV, energía excedida MOV, disparo protección pendiente energía varistor banco, sobrecarga banco, disparo protección sobrecarga capacitor banco, protección desbalance banco, disparo protección desbalance capacitor banco, disparo protección mínima corriente línea banco corriente baja, protección máxima corriente línea banco corriente alta, disparo protección sobretensión sostenida banco y disparo protección sobre corriente varistor banco.

Tabla 5.11. Total consignas compensación serie

Plataforma	3
Spark Gap	2
MOV	3
Sobrecarga	2
Desbalance banco	2
Corriente MIN, MAX	2
Sobretensión	1
Sobrecorriente MOV	1
TOTAL	16

Figura 5.12. Total consignas compensación serie



6. INTERFAZ ANIMADA DE UNA CONSIGNA DE FALLA

Para la construcción de la interfaz animada se toma como base la consigna de falla ***“Mando de cierre no responde desde nivel 2”***. Esta interfaz posibilita identificar las posibles causas que no permiten el cierre exitoso del interruptor asociado a una bahía de línea.

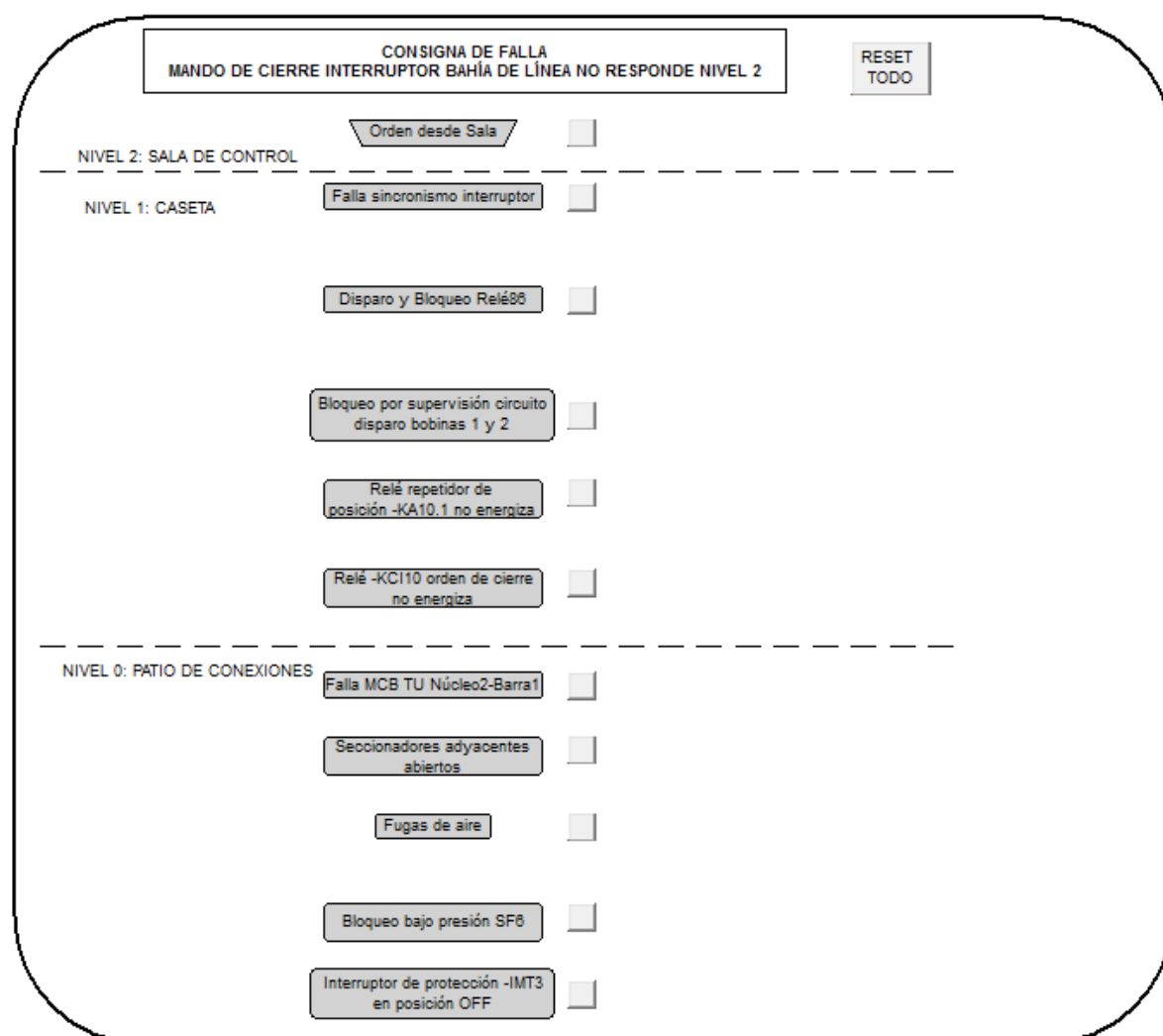
La interfaz se divide en 3 niveles con el fin de indicar que la solución se encuentra en la sala de control, en la caseta y/o en el patio de conexiones. Estos 3 niveles son: *nivel 2* (indica que la orden se da desde la sala de control), *nivel 1* (indica las posibles soluciones que se verifican en la caseta), *nivel 0* (indican posibles soluciones que se verifican en el patio de conexiones). Esta interfaz como instrumento pedagógico proporciona la identificación de causas con sus respectivas soluciones y jerarquía. (Figura 6.1)

Animar la consigna de falla, propuesta como fase inicial de la automatización de las consignas de falla permite al ingeniero de la subestación tener de forma didáctica y ágil todas las causas y soluciones ante la anomalía *“Mando de cierre no responde desde nivel 2”*. Estos aspectos son muy importantes para el ingeniero, porque son los que debe chequear y sobre los que puede tomar decisiones.

Cada opción que se presenta como posible causa cuenta con un propio reset (botón derecha), una vez se ha seleccionado la causa para saber la solución puede ser borrada con ésta opción. En el caso de haber seleccionado varias opciones y se requiere limpiar toda la pantalla entonces se cuenta con la opción “RESET TODO”.

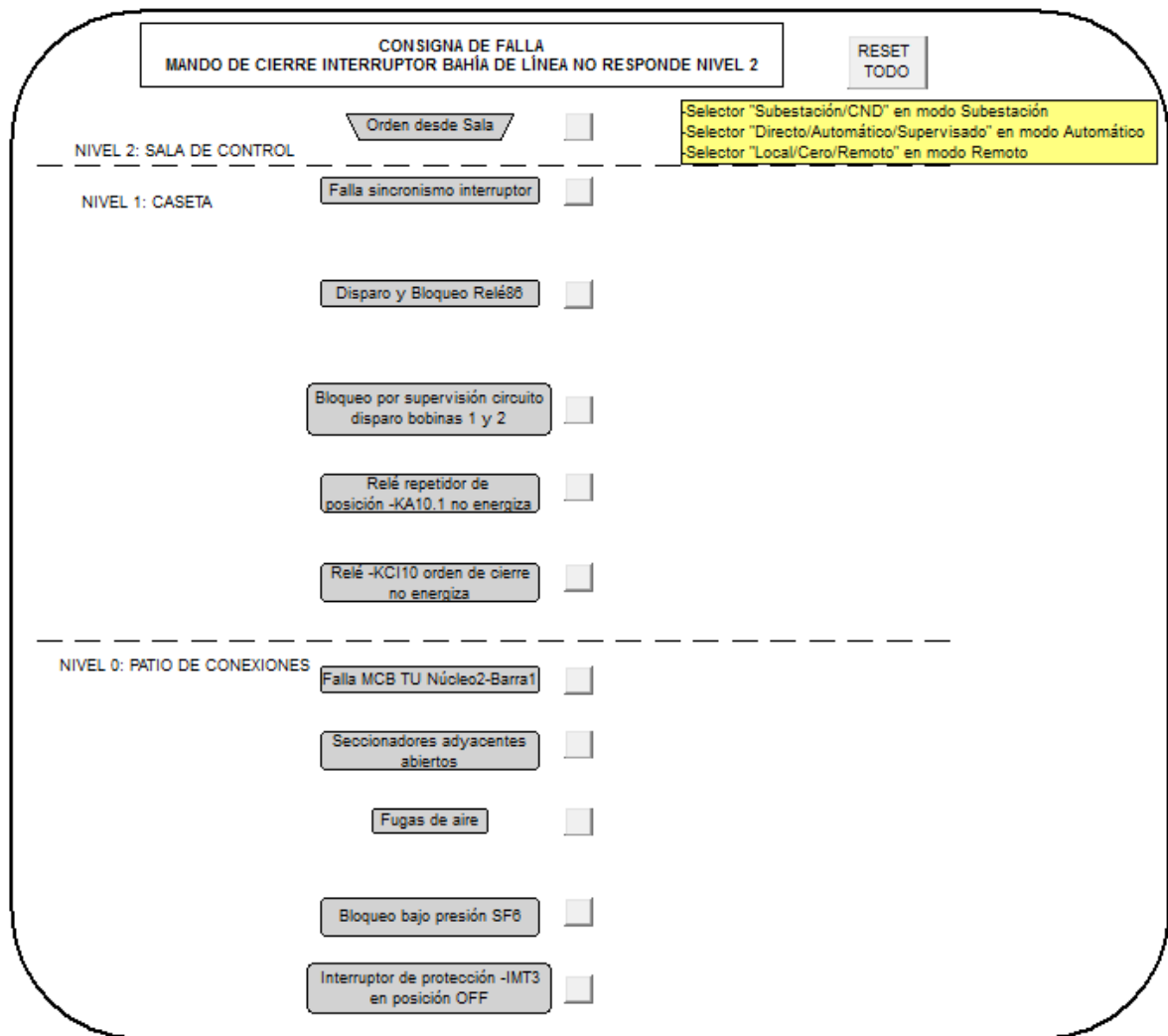
Es importante tener presente que animar una consigna de falla está orientada a tomar decisiones más ágilmente acerca de la anomalía, toda la información que se muestra en la interfaz se adquiere de la aplicación de la “Metodología para elaborar consignas de falla para apertura/cierre de interruptores”. Animar todas las consignas de falla asociadas a la subestación corresponde a una aplicación de alta complejidad, por tal razón se elabora ésta propuesta y se deja como fase inicial para un futuro proyecto.

Figura 6.1. Interfaz animada de mando de cierre interruptor de bahía de línea no responde desde nivel 2.



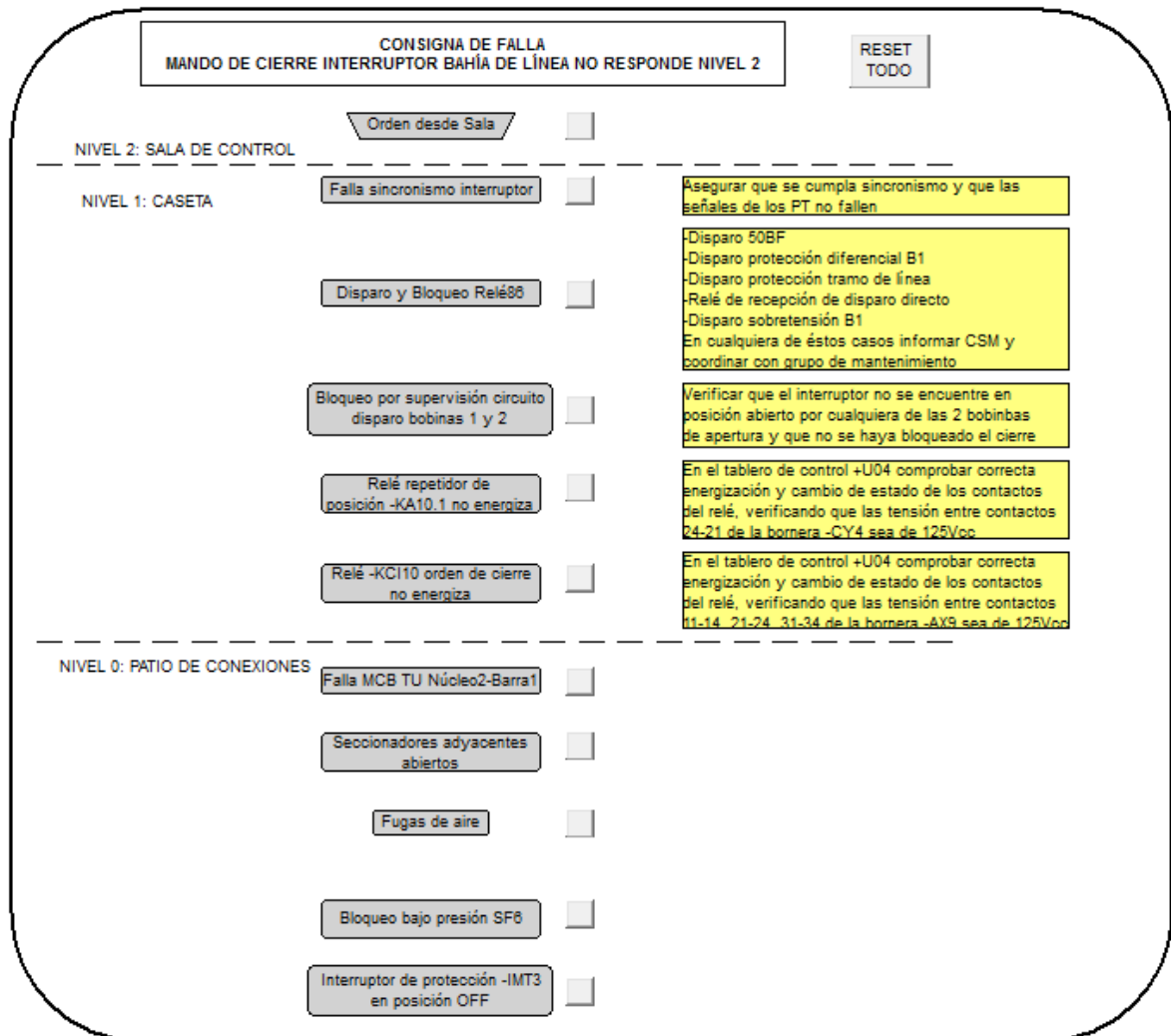
- ❖ En el *nivel 2* la causa identificada es que los selectores se encuentren en posiciones incorrectas, como la orden se da desde la sala de control, se debe verificar que el selector “Subestación/CND”, se encuentre en modo “Subestación”, selector “Directo/Automático/Supervisado” se encuentre en modo “Automático”, selector “Local/Cero/Remoto” se encuentre en modo “Remoto”. (Figura 6.2)

Figura 6.2. Causa de falla desde nivel 2 (sala de control)



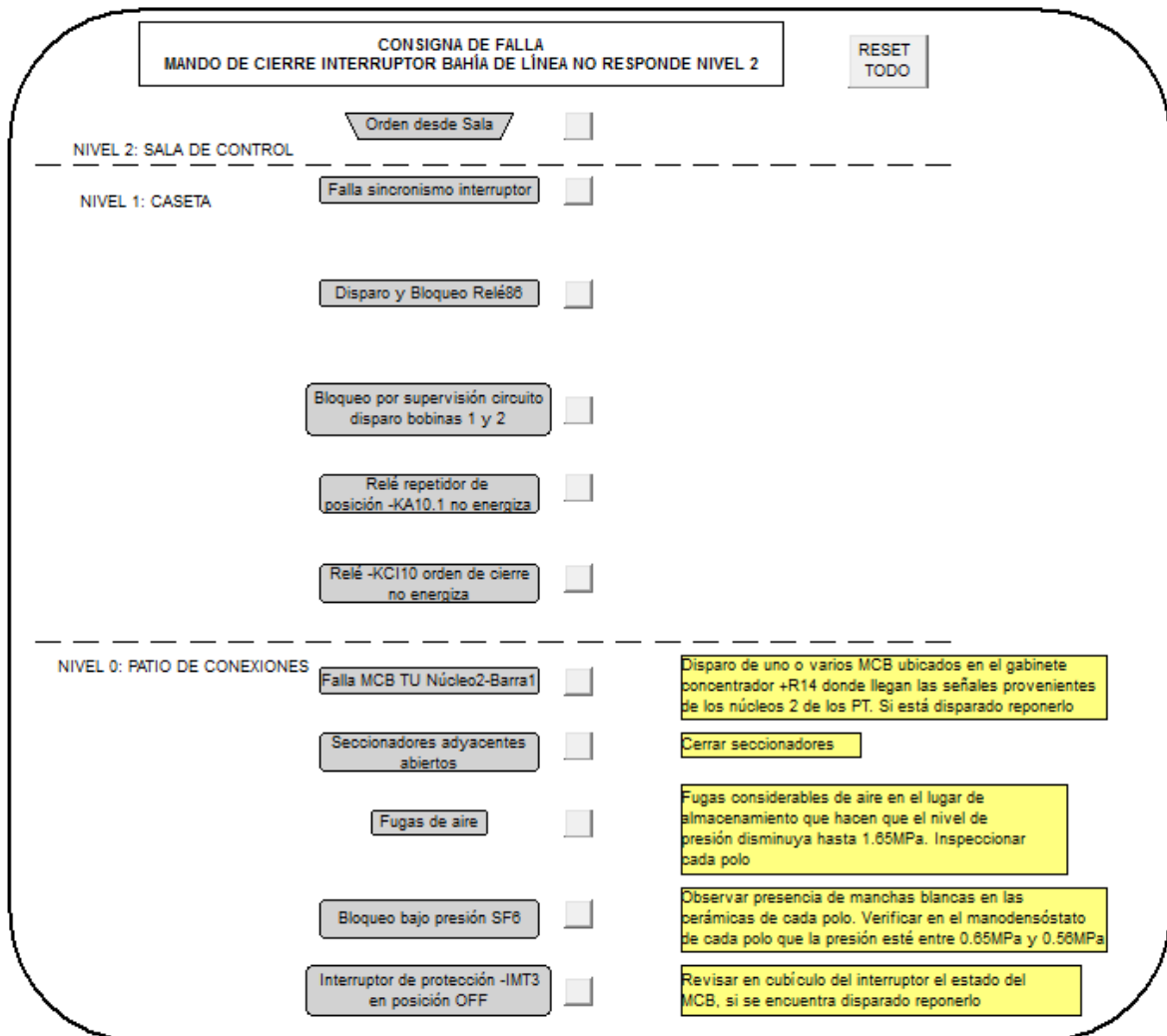
- ❖ En el *nivel 1* aparecen las causas de falla y soluciones que pueden verificarse desde la caseta, éstas posibles causas corresponden a Falla sincronismo interruptor, Disparo y bloqueo relé 86, Bloqueo por supervisión circuito disparo bobinas 1 y 2, Relé repetidor de posición -KA10.1 no energiza, Relé -KCI10 orden de cierre no energiza. En la Figura 6.3 se observan los botones nombrados con su respectiva solución.

Figura 6.3. Causas de falla nivel 1 (caseta)



- ❖ En el *nivel 0* aparecen las causas de falla y soluciones que pueden presentarse en el patio de conexiones debido al cierre no exitoso del interruptor de bahía de línea, estas causas son; Falla MCB TU Núcleo2-Barra1, seccionadores adyacentes abiertos, Fugas de aire, Bloqueo baja presión SF6, Interruptor de protección –IMT3 en posición OFF. En la figura 6.4 se observan los botones nombrados con su respectiva solución.

Figura 6.4. Causas de falla nivel 0 (patio de conexiones)



7. CONCLUSIONES

Las consignas de falla son una herramienta bastante útil para la solución de fallas presentadas ya que contienen la descripción de maniobras y acciones a realizar en caso de presentarse alguna falla no destructiva en la subestación o en el sistema de potencia. El objetivo de las consignas consiste en crear una herramienta básica al ingeniero de la subestación para determinar causas de una situación de contingencia, restaurar condiciones normales de operación y elaborar un reporte que permita a los grupos de mantenimiento localizar la falla.

Las consignas contienen una relación de situaciones de falla con sus posibles causas y soluciones en forma de tabla, indicando procedimientos concretos a seguir bajo la eventualidad, evidenciada por la activación de una alarma, un disparo o la inadecuada operación de los equipos de maniobra, control o protección, permitiendo reaccionar de una manera muy ágil y rápida ante cualquier falla logrando un diagnóstico particular, mejorando así los índices de disponibilidad de los equipos mediante la reducción de los tiempos de identificación y corrección de fallas.

Debido a que los marcos regulatorios colombianos han convertido el tema de fiabilidad en un tema crítico, no sólo compitiendo los mercados por precio sino por calidad y dada la importancia y el número de subestaciones en el sistema eléctrico, los esfuerzos por mantener la disponibilidad en su mayor grado, motivó a la elaboración de la metodología para crear una base de datos completa, para dar atención a fallas no destructivas en subestaciones configuración interruptor y medio.

La realización de estos procedimientos tienen un beneficio económico notable ya que están dirigidos al mejoramiento de la continuidad del servicio lo cual implica una reducción de tiempo para localizar y diagnosticar la falla siendo esto un apoyo al cumplimiento de las metas de disponibilidad de los activos y la mejora de la energía suministrada al usuario final.

Ya que los ingenieros de las subestaciones se ven sometidos a situaciones y circunstancias donde deben aplicar sus conocimientos y habilidades para resolver situaciones inesperadas o problemas imprevistos, se propone como fase inicial una interfaz didáctica que permite de manera ágil ayudar a acelerar la toma de decisiones ante una contingencia presentada, en

este caso se particularizó para el mando de cierre no responde desde nivel 2 de una bahía de línea.

La aplicación de la metodología para la atención de fallas no destructivas en subestaciones junto con la propuesta de la automatización de las consignas de falla propone conformar a futuro un sistema inteligente que sirva de soporte en la atención de circunstancias de falla de subestaciones de transmisión, donde no requiere de procedimientos elaborados por personas para dar solución a la atención de éstas fallas sino que el mismo sistema identifique la causa y proponga la solución.

BIBLIOGRAFIA

- [1]Ali .I y Thomas M. “Substation Communication Networks Architecture”. IEEE. Power System Technology and IEEE Power India Conference, 2008. POWERCON 2008. Joint International Conference on.
- [2]Bing L., Shuguang L y Xinbo H., Pengfei Li. “Configuration Software for Substation Monitoring and Control”. IEEE. Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2010 Asia-Pacific
- [3]Bollen M, “Understanding Power Quality problems” IEEE Press. New York. 2000.
- [4]Castro L.R., Crossley P.A y Goody J., Allan R.N. “Reliability Evaluation of Substation Control Systems”. IEEE. Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-Volume: 146, Issue: 6 .1999.
- [5]CREG. Resolución 72 de 1999. Diario Oficial No. 43.814 del 13 diciembre de 1999.
- [6]CREG. Resolución 61 de 2000. Diario Oficial No. 44.177 de 28 de septiembre de 2000.
- [7]CREG. Resolución 11 de 2009. Diario Oficial No. 47.274 del 25 de febrero de 2009.
- [8]Hajian H y Hoseinabadi. “Impacts of Automated Control Systems on Substation Reliability”. IEEE Trans. Power Delivery, vol 26, No 3, Julio 2011.
- [9]Kezunovic M. “Substation Fault Analysis Requirements”. IEEE. Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09.
- [10]Martin, José. Diseño de subestaciones Eléctricas. 1ra. Edición, México, Mc Graw-Hill 1987. 510 páginas.

[11]Mejía Villegas S.A. Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión. Colombia de 2003. 437 páginas.

[12]Milanovic J.V y Negnevitsky M. “Power Quality Problems and Solutions: Current Understanding”. IEEE Harmonics And Quality of Power, 1998. Proceedings. 8th International Conference on .

[13]Mora J.J., Carrillo G y Ariza J.O. “Diseño metodológico de consignas para atención de fallas no destructivas en subestaciones eléctricas”. Ingeniería y Competitividad. Junio de 2005.

[14]Mora J., Carrillo G., Jaimes J. “Strategies for the electric Supply Restoration in Colombia Transmission Substation”. IEEE Power Tech. Bologna, Italy, June 2003.

ANEXO A

- CONSIGNAS DE FALLA “TIPO” DEL DIAMETRO X (=DX)

Tabla 9.1 Algunas alarmas y disparos típicos de una bahía de línea

PROTECCIONES	Protección PL1 circuito 1, Arranque fase B
2M0X0 Disparo protección falla Interruptor	Protección PL1 circuito 1, Arranque fase C
2M0X0 Disparo y bloqueo relé protección interruptor	Protección PL1 circuito 1, envío teleprotección
Disparo protección diferencial B2	Protección PL1 Cartago, recibo teleprotección
Disparo protección sobre tensión circuito 1	Protección PL1 circuito 1 indisponible
Alarma protección baja tensión circuito 1	Protección PL1 circuito 1, oscilación potencia
Disparo protección PL1 circuito 1	Protección PL2 circuito 1, envío teleprotección
Disparo protección PL1 circuito 1 , asistido teleprotección	Protección PL2 circuito 1 , recibo teleprotección
Disparo protección PL2 circuito 1, Por cierre falla	Protección PL2 circuito 1, indisponible
Disparo protección PL1 circuito 1, zona 2	MEDIDA
Disparo protección PL1 circuito 1, zona 3	2M0X0 Bloqueo baja presión SF6
Disparo protección derivación abierta circuito 1	2M0X0 Falla tensión motor
Disparo protección PL2 circuito 1, Por cierre falla	2M0X0 Baja presión SF6
Disparo protección PL2 circuito 1	2M0X0 Falla mecanismo operación
Disparo protección PL2 circuito 1, Fase A	Falla ±SX polaridad de señalización
Disparo protección PL2 circuito 1, Fase B	Falla ±PX polaridad de protección
Disparo protección PL2 circuito 1, Fase C	Falla ±CX1 polaridad de control
2M0X0 Falla verificación Circuito 1 de disparo	M.C.B. Trans. Tensión núcleo 1 circuito 1 TU 1X, Apertura
2M0X0 Falla verificación Circuito 2 de disparo	M.C.B. Trans. Tensión núcleo 2 circuito 1 TU 1X, Apertura
Protección PL1 circuito 1, Arranque fase A	M.C.B. Trans. Tensión núcleo 1 circuito 2 TU 2X, Apertura
	M.C.B. Trans. Tensión núcleo 2 circuito 2 TU 2X, Apertura

Cuadro 1. 2M0X0 Disparo protección falla Interruptor

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: 2M0X0 Disparo protección falla Interruptor			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Relé falla interruptor GEC ALSTHOM MCTI40 Corte B, Interruptor 2M0X0.	El disparo falla interruptor se puede separar en ETAPA 0, ETAPA 1 o ETAPA 2.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS.Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
	La protección 50BF falla interruptor ETAPA 0 o tramo muerto opera con las siguientes condiciones: posición del interruptor abierto, cuando la corriente excede el valor de ajuste. Cuando estas condiciones ocurren envía un disparo a los interruptores adyacentes, disparo directo transferido al otro lado de la línea tanto de circuito 1 como de circuito 2 y envía una señal al computador.	Disparo de los interruptores 2L1X0 y 2L2X0.	Ver consignas
	La protección 50BF falla interruptor ETAPA 1 , actúa como respaldo ante fallas que después de 150ms no han sido clarificadas.	Arranque de las protecciones del corte AB (5609450-203) o del corte BC (5609500/203).	Se debe verificar que el cableado y las polaridades de los contactos de las protecciones tanto del corte AB como del BC se encuentren en buen estado y tengan correcto funcionamiento.
	Adicional a la falla se necesita una orden de arranque dada por la derivación de la Línea-circuito 1 y la derivación de la Línea-circuito 2 a la protección de la línea 1 y 2 (PL1 y PL2), protección tramo de línea, protección sobrecorriente, protección sobretensión, protección baja tensión y disparo transferido.	Pérdida de la polaridad o de alimentación del relé (5609210-011/8).	Verificar entre los bornes 41 y 4 existan 125Vcc (5609220-105/1), si no es así el problema es de polaridad. Además verificar que la alimentación del relé debe ser de 125Vcc.
		Falla interna del relé GEC ALSTHOM MCTI40 o del Temporizador GEC ALSTHOM MVTT14 (5609210-102/5)	Falla de alguno de los módulos del relé (etapa 1 ó 2), por lo que se requiere cambiar el módulo.
	La protección 50BF falla interruptor en ETAPA 2 actúa como respaldo cuando el interruptor de la bahía no responde a la orden de apertura de las protecciones de línea, de la etapa 1 del 50BF y han transcurrido 250ms desde que se envía el arranque por parte de los relés de distancia (PL1 y PL2) al 50BF sin clarificarse la anomalía.	Arranque de las protecciones. (5609500-021)	Se debe verificar que el cableado y las polaridades de los contactos de las protecciones se encuentren en buen estado y tengan correcto funcionamiento.
	El disparo por etapa 2 envía orden a los relés ubicados en el gabinete +R04 mediante los relés repetidores -K10 y -KFI2, desenergizando así completamente la barra, hasta que haya despeje completo de la falla. (5609210-022)	No activación del relé 86 (5909210-032/5)	Verificar la polaridad R4+, medir tensión entre los bornes 41 y 44 del tablero +RB2 que exista 0V.(5609600-032/7) La bobina asociada al relé KR86 (5609210-032/5) se encuentre dañada, ya sea por el cable o chispas de descargas, que no permite el cambio de posición del contacto KR86. Verificar en el tablero +R04 entre los bornes 11 y 14 (011/3), 21 y 24 (111/3), 31 y 34 (211/3) que la tensión sea de 0V, si es así revise el relé de disparo y bloqueo GEC ALSTHOM MVAJ15-B.

		Falla interna del relé GEC ALSTHOM MCTI40 o del Temporizador GEC ALSTHOM MVTT14. (5609210-022/7)	Falla de alguno de los módulos del relé (etapa 1 ó 2), por lo que se requiere cambiar el módulo.
		Daño en los contactos de los relés –KA17.2 (31-34) repetidor de posición cerrado. (5609200-510/3)	Observar la posición de los seccionadores, verificar que entre los bornes existan 0V y la correcta energización de los relés. Observar en SOE si aparece la alarma falla relés repetidores.

Cuadro 2. 2M0X0 Disparo y bloqueo relé protección interruptor

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA:		Disparo y bloqueo relé 86	
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Relé GEC ALSTHOM MVAJ15-B.Corte B. Interruptor 2M0X0.	La activación del relé 86 indica el disparo y el bloqueo al cierre asociado al interruptor 2M0X0. Adicional se da un bloqueo al recierre cuando la presión de aire del interruptor disminuye a 1.8Mpa (cuando se presenta baja presión para recierre), o en casos de cierre en falla. La activación del relé 86 se debe falla interruptor E1 y E2, protección tramo de línea, Sobretensión y relé de recepción de disparo directo, por la derivación de la línea Cartago o de la derivación de la línea Yumbo. (5609210-110). El disparo del interruptor se produce a través de las bobinas de disparo 1 y 2. Produce señalización al SAS mediante el relé –RD.2. (5609210-111/7)	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Disparo falla interruptor 50BF etapa 1, etapa 2.	Ver consigna
		Disparo protección diferencial B1 o B2.	Ver consigna
		Disparo protección tramo de línea.	Ver consigna
		Relé de recepción de disparo directo.	Ver consigna
		Disparo sobretensión B1 o B2.	Ver consigna

Cuadro 3. Disparo protección diferencial B2

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA:		Disparo protección diferencial Barra 2 (87B2)	
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Relé 87B Diferencial de barras GEC-ALSTHOM TDB11. Barra 2.	El relé GEC-ALSTHOM TDB11 es un relé rápido y de alta selectividad, las principales características de éste relé son: sensibilidad adecuada, rápida respuesta en el tiempo, estabilidad cuando ocurren fallas externas y permanente supervisión del CT.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Saturación del CT del relé diferencial.	Verificar en el registrador de fallas las formas de corrientes mostradas y observar si es visible la presencia de la

	El relé 87B diferencial de barras es el encargado de proteger las barras de la subestación cuando se presenta algún corto fase-tierra. Al producirse el disparo, envía orden de disparo sobre los relés 86 a los interruptores adyacentes a la barra 1, además de dar orden de arranque de falla interruptor (etapa 2) a los interruptores adyacentes.		componente DC o de algún desplazamiento de la forma de onda que no es sinusoidal.
		Fallas en el aislamiento de los interruptores con incorrecta operación de las protecciones que debían actuar.	Verificar en patio la situación ocurrida, (tener mucho cuidado con la posición de las cuchillas y de tierras portátiles) se debe informar a CSM lo encontrado y esperar órdenes para volver a energizar la subestación.
		Falla en los aislamientos de las barras.	
		Alguna de las cuchillas no fue abierta o alguna tierra portátil estaba instalada al energizar una bahía después de un evento o mantenimiento. Daños en la estructura que sostiene las barras de la subestación causando cortos entre los elementos de esta o caída de algún objeto metálico próximo o en la barra.	

Cuadro 4. Disparo protección sobretensión circuito 1

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA:		Disparo protección sobretensión (relé 59) circuito 1.	
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Relé de sobretensión GEC ALSTHOM MVTU12.	El relé GEC ALSTHOM MVTU12 es un relé de sobretensión que existe entre las fases AB, BC Y CA. Si el voltaje de entrada se eleva por encima del voltaje de salida +10% de 230KV, ocurre el disparo por sobretensión, de lo contrario el relé se resetea y regresa a condiciones normales de operación. Cuando ocurre el disparo envía una señal a computador de disparo interruptor 2L1X0, 2M0X0 y su vez arranque falla interruptor al 2L1X0, 2M0X0, a través del relé repetidor –K25 y un disparo directo transferido a través del relé repetidor –K26.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	Verificar que esté llegando correctamente la polaridad. Para esto verificar en el tablero +R14 en R4/14+ y R4/14- existan 0V y además que la alimentación sea de 125Vcc.
		Falla interna del relé o de la polarización.(5609450-011/4)	

Cuadro 5. Alarma protección baja tensión circuito 1

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA:		Alarma protección baja tensión (relé 27)	
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Relé de sobretensión GEC ALSTHOM MVTU11.	El relé GEC ALSTHOM MVTU11 es un relé de baja tensión que existe entre las fases AB, BC Y CA. Si el voltaje disminuye hasta 106KV en un	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	

	tiempo de 4 segundos envía señal al computador.	Contingencias en el sistema de potencia que puede traer eventual salidas de transformadores.	Coordinar con el CSM y CND para lograr estabilizar el sistema
--	---	--	---

Cuadro 6. Disparo protección PL1 circuito 1

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: Disparo protección PL1, circuito 1			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Relé de distancia 7SA6121-5A892 SIEMENS.	Una protección de distancia se basa en la comparación de la corriente de falla, vista por el relé, contra la tensión proporcionada por un transformador de potencial, con lo cual se hace posible medir la impedancia de la línea al punto de falla. Este disparo es un disparo general que aparece cuando se produce; un arranque en cualquier fase, un disparo del relé 86 ó 50BF de los interruptores 2L1X0, 2M0X0, un bloqueo por oscilación de potencia, un bloqueo por recierre, arranque relé de recierre, también genera envío señal teleprotección.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Arranque de la fase A.	Ver consigna
		Arranque de la fase B.	Ver consigna
		Arranque de la fase C.	Ver consigna
		Disparo relé 86 interruptores 2L1X0 y 2M0X0.	Ver consignas
		Disparo Zona 1.	Ver consigna
		Disparo Zona 2.	Ver consigna
		Disparo Zona 3.	Ver consigna
		Bloqueo de recierre.	Ver consigna
		Arranque relé de recierre.	Ver consigna
		50BF etapa 1 de los interruptores 2L1X0 y 2M0X0.	Ver consignas:

Cuadro 7. Disparo protección PL1 circuito 1, asistido teleprotección

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: Disparo protección PL1 circuito, asistido teleprotección			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Relé de distancia 7SA6121-5A892 SIEMENS.	El equipo de teleprotección es de vital importancia para la clarificación de las fallas de una manera selectiva. Si se presenta una falla en la línea, las protecciones de ambos extremos de la línea envían una orden de disparo a la protección del extremo opuesto, para garantizar la desenergización completa de la línea.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Se recibe una señal de teleprotección desde el otro extremo de la línea, lo cual hace acelerar la zona 2 de ajuste del relé, disparando la protección	Ver consigna
		Recepción disparo directo	

Cuadro 8. Disparo protección PL2 circuito 1, Por cierre falla

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: Disparo protección PL2 circuito 1, Por cierre falla			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Relé de comparación direccional rápido GEC ALSTHOM MMLG01.	Son relés de sobrecorriente que operan durante fallas en el sistema en una u otra dirección desde el punto de localización del relé. Constan de un elemento de sobrecorriente y una unidad direccional. El relé responderá sólo si la falla está en la dirección programada. Cuando se está realizando un recierre y la falla permanece entonces ocurre un disparo por cierre en falla, éste disparo envía señal al computador por medio del relé repetidor – K16 ubicado en el tablero +R14.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	Esperar que las protecciones actúen para estabilizar el sistema y si la falla persiste comunicarse con CSM.
		Permanece la falla mientras se está efectuando el recierre.	

Cuadro 9. Disparo protección PL1 circuito 1, zona 2

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: Disparo protección PL1 circuito 1, zona 2			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Relé de distancia 7SA6121-5A892 SIEMENS.	Una protección de distancia se basa en la comparación de la corriente de falla, vista por el relé, contra la tensión proporcionada por un transformador de potencial, con lo cual se hace posible medir la impedancia de la línea al punto de falla. Envía señalización al computador a través del relé repetidor –K9. Se ajustan con base en la impedancia de secuencia positiva, consta de zonas de ajuste, en éste caso: Zona 2: temporizada a 400 ms ajustada entre el 120% y 125% ZL.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	Existe una falla en la zona 2 del relé o la zona 1 se encuentra deshabilitada.
		Detección de falla en zona 2 de ajuste del relé.	
		Disparo asistido por teleprotección	Ver consigna

Cuadro 10. Disparo protección PL1 circuito 1, zona 3

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: Disparo protección PL1 circuito 1, zona 3.			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Relé de distancia 7SA6121-5A892 SIEMENS.	<p>Una protección de distancia se basa en la comparación de la corriente de falla, vista por el relé, contra la tensión proporcionada por un transformador de potencial, con lo cual se hace posible medir la impedancia de la línea al punto de falla. Envía señalización al computador.</p> <p>Se ajustan con base en la impedancia de secuencia positiva, consta de zonas de ajuste, en éste caso:</p> <p>Zona 3: temporizada a 1000 ms a. 120% (ZL1 + ZL ADYACENTE MAS LARGA) b. ZL1 + 80% XTRAFO</p>	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	Existe una falla en la zona 3 del relé o la zona 1 o zona 2 se encuentran deshabilitadas.
		Detección de falla en zona 3 de ajuste del relé.	

Cuadro 11. Disparo protección derivación abierta circuito 1

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: Disparo protección derivación abierta circuito 1 (Tramo de línea).			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Relé protección tramo de línea GEC-ALSTHOM MCTI39.	<p>El relé tramo de línea es un relé trifásico de sobrecorriente instantánea que actúa cuando ve una corriente mayor a la de su parámetro de ajuste. Es la protección encargada de proteger el sector de línea comprendida entre los interruptores 2L1X0, 2M0X0 y del tramo de línea hasta el seccionador 2L1X7. Este relé funciona si se encuentran energizados los interruptores nombrados con el seccionador abierto.</p> <p>Envía señal al computador a través del relé repetidor – KA17.1.</p>	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	Verificar visualmente si el interruptor está abierto o en el tablero +U04 tensión entre los bornes 31-34, si la tensión es 0V indica que el seccionador está en posición cerrado, debiendo estar abierto con los 2 interruptores cerrados.
		Posición del seccionador 2L1X7. (5609450-151/2)	
		Mala operación por parte del 50BF de los interruptores 2L1X0 y 2M0X0.	Ver consignas

		Se excedió el ajuste de corriente del relé.	Los relés de sobrecorriente se ajustan para que puedan detectar ciertos niveles de corriente, si este nivel se excede el relé asume que hay una falla en el tramo de línea que está protegiendo.
--	--	---	--

Cuadro 12. Disparo protección PL2 circuito 1, Por cierre falla

CONSIGNA DE FALLO			
FALLA O ANOMALÍA: Disparo protección PL2 circuito 1, Por cierre falla			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Relé de comparación direccional rápido GEC ALSTHOM MMLG01.	Son relés de sobrecorriente que operan durante fallas en el sistema en una u otra dirección desde el punto de localización del relé. Constan de un elemento de sobrecorriente y una unidad direccional. El relé responderá sólo si la falla está en la dirección programada. Cuando se está realizando un recierre y la falla permanece entonces ocurre un disparo por cierre en falla, éste disparo envía señal al computador por medio del relé repetidor –K16 ubicado en el tablero +R14.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Permanece la falla mientras se está efectuando el recierre.	Esperar que las protecciones actúen para estabilizar el sistema y si la falla persiste comunicarse con CSM.

Cuadro 13. Disparo protección PL2 circuito 1

CONSIGNA DE FALLO			
FALLA O ANOMALÍA: Disparo protección PL2 circuito 1			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Relé de comparación direccional rápido GEC ALSTHOM MMLG01.	Son relés de sobrecorriente que operan durante fallas en el sistema en una u otra dirección desde el punto de localización del relé. Constan de un elemento de sobrecorriente y una unidad direccional. El relé responderá sólo si la falla está en la dirección programada. Son usados con conexión por fase en sistemas trifásicos o como protección direccional de tierra,	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Disparo fase A.	Ver consigna
		Disparo fase B.	Ver consigna
		Disparo fase C.	Ver consigna
		Disparo por cierre en falla	Ver consigna
		Recibo teleprotección.	Ver consigna
		Disparo interruptores 2L1 X0 y 2M0X0.	Ver consignas

	usando la tensión y la corriente residual, de tierra o de neutro. Este es un disparo general y se presenta cuando existe un disparo en cualquiera de las fases, un disparo por cierre en falla, disparo o falla interruptor de los interruptores 2L1X0 y 2M0X0 o por recibo de señal de teleprotección.	Disparo 50BF interruptores 2L1X0 y 2M0X0.	Ver consignas
--	--	---	---------------

Cuadro 14. Disparo protección PL2 circuito 1, Fase A

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: Disparo protección PL2 circuito 1, fase A.			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Relé de comparación direccional GEC ALSTHOM MMLG01.	Son relés de sobrecorriente que operan durante fallas en el sistema en una u otra dirección desde el punto de localización del relé. Constan de un elemento de sobrecorriente y una unidad direccional. El relé responderá sólo si la falla está en la dirección programada. Esta alarma aparece cuando el relé detecta una falla en la fase A y cuando la alarma se presenta, se activa un contacto para señalización, que depende de un relé auxiliar -K13, ubicado en el tablero +R14.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Aparición de una sobrecorriente que sobrepasa el valor de ajuste del relé en la fase A.	El relé debe operar correctamente, de no ser así coordinar con CSM dependiendo de la gravedad de la falla y con GEM SPAT si es falla interna del relé.

Cuadro 15. Disparo protección PL2 circuito 1, Fase B

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: Disparo protección PL2 circuito q, fase B.			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Relé de comparación direccional GEC ALSTHOM MMLG01.	Son relés de sobrecorriente que operan durante fallas en el sistema en una u otra dirección desde el punto de localización del relé. Constan de un elemento de sobrecorriente y una unidad direccional. El relé responderá sólo si la falla está en la dirección programada.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Aparición de una sobrecorriente que sobrepasa el valor de ajuste del relé en la fase B.	El relé debe operar correctamente, de no ser así coordinar con CSM dependiendo de la gravedad de la falla y con GEM SPAT si es falla

	Esta alarma aparece cuando el relé detecta una falla en la fase B y cuando la alarma se presenta, se activa un contacto para señalización, que depende de un relé auxiliar -K14, ubicado en el tablero +R14.		interna del relé.
--	--	--	-------------------

Cuadro 16. Disparo protección PL2 circuito 1, Fase C

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: Disparo protección PL2 circuito 1, fase C.			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Relé de comparación direccional GEC ALSTHOM MMLG01	Son relés de sobrecorriente que operan durante fallas en el sistema en una u otra dirección desde el punto de localización del relé. Constan de un elemento de sobrecorriente y una unidad direccional. El relé responderá sólo si la falla está en la dirección programada. Esta alarma aparece cuando el relé detecta una falla en la fase C y cuando la alarma se presenta, se activa un contacto para señalización, que depende de un relé auxiliar -K15, ubicado en el tablero +R14.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Aparición de una sobrecorriente que sobrepasa el valor de ajuste del relé en la fase C.	El relé debe operar correctamente, de no ser así coordinar con CSM dependiendo de la gravedad de la falla y con GEM SPAT si es falla interna del relé.

Cuadro 17. 2M0X0 Falla verificación Circuito 1 de disparo

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: Falla verificación circuito 1 de disparo			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Interruptor NUOVA MAGRINI GALILEO TIPO MHME-1P	La alarma por falla supervisión circuito de disparo 1 está conformado por un relé de supervisión de disparo de la bobina 1 con referencia GEC ASLSTOM TOLD cuya función es supervisar los disparos del interruptor estando en condiciones cerradas o abiertas, la pérdida de tensión de alimentación tanto del circuito supervisado como la auxiliar del relé. Existe un relé de supervisión por fase.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		El circuito monitoreado es interrumpido	Verificar que es selector 43 se encuentre en posición remoto, si el selector se encuentra en local, significa que está abierto el circuito de apertura en algún punto del cableado o la bobina de apertura está dañada. Si se encuentra en remoto verificar que la tensión entre los bornes 5-8, 9-

			12, 13-16 sea 0V.
		El contacto auxiliar -52b/R, -52b/S, -52b/T dañado.	Verificar si la tensión entre el contacto -52a/R, -52b/S, -52b/T entre los bornes 7 y 8 es 0V, si no es así, conmutar y revisar de nuevo. Si la falla persiste se debe cambiar elemento
		Relé auxiliar para bloqueo -XA1 dañado	Verificar si la tensión entre el contacto xa1 entre los bornes 10-1, 20-2, 30-3 es 0v, si no es así, conmutar y revisar de nuevo. si la falla persiste se debe cambiar elemento

Cuadro 18. 2M0X0 Falla verificación Circuito 2 de disparo

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: Falla verificación circuito 2 de disparo			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Interruptor NUOVA MAGRINI GALILEO TIPO MHME-1P	La alarma por falla supervisión circuito de disparo 2 está conformado por un relé de supervisión de disparo de la bobina 2 con referencia GEC ASLSTOM TOLD cuya función es supervisar los disparos del interruptor estando en condiciones cerradas o abiertas, la pérdida de tensión de alimentación tanto del circuito supervisado como la auxiliar del relé. Existe un relé de supervisión por fase.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS.Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		El circuito monitoreado es interrumpido	Verificar que es selector 43 se encuentre en posición remoto, si el selector se encuentra en local, significa que está abierto el circuito de apertura en algún punto del cableado o la bobina de apertura está dañada. Si se encuentra en remoto verificar que la tensión entre los bornes 17 y 20 sea 0V.
		El contacto auxiliar -52a/R, -52a/S, -52a/T dañado. (5909220-203/7)	Verificar si la tensión entre el contacto 52a/R, -52a/S, -52a/T entre los bornes 7 y 8 es 0V, si no es así, conmutar y revisar de nuevo. Si la falla persiste se debe cambiar elemento
		Relé auxiliar para bloqueo -XA2 dañado	Verificar si la tensión entre el contacto -XA2 entre los bornes 10 y 1 es 0v, si no es así, conmutar y revisar de nuevo. Si la falla

			persiste se debe cambiar elemento.
--	--	--	------------------------------------

Cuadro 19. Protección PL1 circuito 1, Arranque fase A

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: Protección PL1 circuito 1, Arranque fase A			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Relé de distancia 7SA6121-5A892 SIEMENS.	Esta alarma aparece cuando el relé detecta una falla en la fase A de cualquiera de las 3 zonas del relé de distancia. Cuando esto ocurre envía señal al registrador de fallas y al computador a través del relé repetidor – K5.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS.Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Aparición de una sobrecorriente o una sobretensión en la fase A.	Coordinar con el CSM para plantear las soluciones pertinentes.
		Envío de mala señal del registrador de fallas o del computador.	Verificar el estado de los contactos del registrador de fallas y del computador en el tablero +R14 entre bornes 04-40 y 05-50 respectivamente.

Cuadro 20. Protección PL1 circuito 1, Arranque fase B

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: Protección PL1 circuito 1, Arranque fase B			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Relé de distancia 7SA6121-5A892 SIEMENS.	Esta alarma aparece cuando el relé detecta una falla en la fase B de cualquiera de las 3 zonas del relé de distancia. Cuando esto ocurre envía señal al registrador de fallas y al computador a través del relé repetidor –K7.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS.Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Aparición de una sobrecorriente o una sobretensión en la fase B.	Coordinar con el CSM para plantear las soluciones pertinentes.
		Envío de mala señal del registrador de fallas o del computador.	Verificar el estado de los contactos del registrador de fallas y del computador en el tablero +R14 entre bornes 04-40 y 05-50 respectivamente.

Cuadro 21. Protección PL1 circuito 1, Arranque fase C

CONSIGNA DE FALLA

FALLA O ANOMALÍA: Protección PL1 circuito 1, Arranque fase C.			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Relé de distancia 7SA6121-5A892 SIEMENS.	Esta alarma aparece cuando el relé detecta una falla en la fase C de cualquiera de las 3 zonas del relé de distancia. Cuando esto ocurre envía señal al registrador de fallas y al computador a través del relé repetidor –K7.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS.Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Aparición de una sobrecorriente o una sobretensión en la fase C.	Coordinar con el CSM para plantear las soluciones pertinentes.
		Envío de mala señal del registrador de fallas o del computador.	Verificar el estado de los contactos del registrador de fallas y del computador en el tablero +R14 entre bornes 04-40 y 05-50 respectivamente.

Cuadro 22. Protección PL1 circuito 1, envío teleprotección

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: Protección PL1 circuito 1, envío teleprotección			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Relé de distancia 7SA6121-5A892 SIEMENS.	El envío de teleprotección se da cuando la PL1 detecta una falla en zona 1, inmediatamente envía señal a la PL1 del otro extremo de la línea. Cuando se presenta esta alarma se muestra una señalización en el computador dado por un relé auxiliar - K30.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS.Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Detección de una falla en la zona 1 de alcance de la PL1.	Verificar con la protección del otro lado de la línea el recibo de la señal de teleprotección y confirmar el disparo del interruptor de ese extremo de la línea.
		Envío incorrecto de señal.	Verificar en el tablero +R14 en la bornera –CX7 bornes 04-40 que la tensión sea 0V, de no ser así es falla interna de la teleprotección.

Cuadro 23. Protección PL1 Cartago, recibo teleprotección

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: Protección PL1 circuito 1, recibo teleprotección			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Relé de distancia 7SA6121-5A892 SIEMENS.	El recibo de teleprotección se da cuando la PL1 del otro extremo de la línea detecta una falla	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS.Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	

	ocurrida en su zona 1. Cuando se presenta esta alarma se muestra una señalización en el computador dado por un relé auxiliar –K33.	Detección de una falla en la zona 1 de alcance de la PL1.	Verificar con la protección del otro lado de la línea el recibo de la señal de teleprotección y confirmar el disparo del interruptor de ese extremo de la línea.
		Recibo incorrecto de señal.	Verificar en el tablero +R14 en la bornera –CX7 entre bornes 04-40 que la tensión sea 0V si no es así, entonces es falla interna de la teleprotección.

Cuadro 24. Protección PL1 circuito 1, oscilación potencia

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: Protección PL1 circuito 1, oscilación potencia			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Relé de distancia 7SA6121-5A892 SIEMENS.	En el sistema de potencia pueden ocurrir transitorios que dependiendo de si es una oscilación estable o no, muestra un bloqueo o un disparo. En el caso de oscilaciones estables, el relé de distancia se bloquea y bloquea las zonas respectivas esperando que el transitorio desaparezca. Se consideran estables en impedancias menores a $400\Omega/s$. Cuando esto ocurre se envía señal al registrador de falla y señal al computador a través del relé repetidor –K11.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Oscilación estable en el sistema o pérdida de sincronismo.	Esperar a que el relé libere el bloqueo y avisar al CSM de la anomalía.

Cuadro 25. Protección PL2 circuito 1, envío teleprotección

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: Protección PL2 circuito 1, envío teleprotección			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Relé de comparación direccional GEC ALSTHOM MMLG01	Este relé envía señal de teleprotección cuando se sobrepasa el valor de ajuste de corriente y adicional a esto, dependiendo del valor de tensión, que es el que da la direccionalidad al relé, se verifica que efectivamente la falla está dentro de su zona de protección. Cuando se presenta esta alarma se muestra una	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Detección de una falla en la zona de protección ajustada del relé.	Verificar con la protección del otro lado de la línea el recibo de la señal de teleprotección y confirmar el disparo del interruptor de ese extremo de la línea.

	señalización en el computador dado por un relé auxiliar -K31.		
--	---	--	--

Cuadro 26. Protección PL2 circuito 1, recibo teleprotección

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: Protección PL2 circuito 1, recibo teleprotección			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Relé de comparación direccional GEC ALSTHOM MMLG01.	El recibo de teleprotección se da cuando la PL2 del otro extremo de la línea detecta una falla ocurrida en su zona de protección. Cuando se presenta esta alarma se muestra una señalización en el computador dado por un relé auxiliar -K33.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS.Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Detección de una falla en la zona de protección de la PL2 en el otro extremo de la línea.	Verificar con la protección del otro lado de la línea el envío de la señal de teleprotección y confirmar el disparo del interruptor de ese extremo de la línea.

Cuadro 27. 2M0X0 Baja presión SF6

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: Alarma baja presión SF6 Etapa 1			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Interruptor NUOVA MAGRINI GALILEO TIPO MHME-1P. Corte C. Interruptor 2M0X0.	Esta alarma aparece debido a una fuga o escape de gas hacía la atmósfera provocando que la presión de SF6 disminuya de su valor nominal, encontrándose entre 0.65MPa y 0.56MPa.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS.Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Fugas en válvulas. Cerámicas o uniones del cuerpo del polo (H103221/2)	Identificar el polo que contenga la fuga, observando en el manodensóstato que la presión esté entre 0.65Mpa y 0.56Mpa. Observando la presencia de manchas blancas en las cerámicas, se puede identificar la fuga de SF6.
		Error en equipos de medición (Presóstatos)	Si la presión de los polos se encuentra por encima 0.55MPa se debe medir entre bornes (5-6) en cada polo, para verificar que haya 0 V entre ellos, si es así se debe cambiar el manodensóstato asociado al polo donde se encuentre la anomalía. (5609220-105/9)

Cuadro 28. 2M0X0 Falla tensión motor

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA:		Alarma- Falla tensión motor	
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Interruptor NUOVA MAGRINI GALILEO TIPO MHME-1P Corte B. Interruptor 2M0X0	Esta alarma aparece cuando se presentan fallas en la alimentación del motor del interruptor.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Anomalía en la protección del compresor -IMT1. (5609220-105/2)	Verificar en el cubículo de mando del interruptor entre bornes 21 y 22 que la tensión sea 0V, de lo contrario reemplazar el interruptor.
		Anomalía relé auxiliar –KT040 (5609900-211/6).	La bobina asociada al relé auxiliar –kt040 se encuentre dañada, ya sea por el cable o chispas de descargas, que no permite el cambio de posición del contacto –kt040 en el tablero +x2 entre bornes 13 y 14, verificar que la tensión sea de 0v.

Cuadro 29. 2M0X0 Falla mecanismo operación

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA:		Alarma- Falla mecanismo de operación	
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Interruptor NUOVA MAGRINI GALILEO TIPO MHME-1P Corte B. Interruptor 2M0X0.	Esta alarma se presenta por discordancia en los polos de los interruptores, excesivo funcionamiento del compresor, presión de aire en la etapa 2 y falta de tensión en circuitos de apertura. (5609200-103)	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Anomalía en el relé repetidor +X48 ubicado en el tablero de mando del interruptor entre bornes B41-B4. (5609220- 105/5).	Verificar cambio de estado del relé y tensión entre bornes, esta debe ser 0V. Si no se realizan los cambios de estado o la tensión entre bornes es mayor de 0V, se debe cambiar el relé.
		Anomalía en el relé para tiempo excesivo en el funcionamiento del compresor –XB, ubicado en el tablero de mando del interruptor entre bornes 11-14. (5609220-105/4).	Verificar cambio de estado del relé y tensión entre bornes, esta debe ser 0V. Si no se realizan los cambios de estado o la tensión entre bornes es mayor de 0V, se debe cambiar el relé.
		Fugas considerables de aire en el lugar del almacenamiento que haga que el nivel de presión disminuya hasta 1.65Mpa.	Inspeccionar cada polo para identificar el lugar de la fuga.

		Falla en la tensión en el circuito de apertura 1 y 2.	Ver consignas
--	--	---	---------------

Cuadro 30. Falla \pm SX polaridad de señalización

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA:		Falla \pm S4 polaridad de señalización	
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
	Esta alarma aparece cuando el Mini Circuit Breaker -F3 se dispara quedando sin alimentación relé auxiliar -K1.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Disparo de M.C.B ubicado en el tablero de control +U04.	Reponer el M.C.B, en caso de volverse a disparar informar al disponible de la S/E.
		Anomalia del relé repetidor.	Verificar nivel de tensión entre bornes del contacto auxiliar (11-12).

Cuadro 31. Falla \pm PX polaridad de protección

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA:		Falla \pm P4 polaridad de protección	
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
	Esta alarma aparece cuando el Mini Circuit Breaker -F3 se dispara quedando sin alimentación relé auxiliar -K1.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Disparo de M.C.B ubicado en el tablero de control +R04.	Reponer el MCB, en caso de volverse a disparar informar al disponible del CTE
		Anomalia relé repetidor -K1.	Verificar nivel de tensión entre bornes del contacto auxiliar (11-12)

Cuadro 32. Falla \pm CX1 polaridad de control

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA:		Falla \pm C41 polaridad de control	
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES

	Esta alarma aparece cuando el Mini Circuit Breaker -F4 se dispara quedando sin alimentación relé auxiliar -K2.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS.Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Disparo de M.C.B ubicado en el tablero de control +U04.	Reponer el M.C.B, en caso de volverse a disparar informar al disponible del CTE.
		Anomalía relé repetidor -K2.	Verificar nivel de tensión entre bornes del contacto auxiliar (11-12)

Cuadro 33. M.C.B. Trans. Tensión núcleo 1 circuito 1 TU1X, Apertura

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA:		Alarma MCB Núcleo 1 PT disparado circuito 1.	
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
	<p>Los MCB son dispositivos que funcionan por señales de sobrecorriente, abriendo el circuito que es alimentado a través de ellos.</p> <p>Los transformadores de potencial –TU1X son transformadores convencionales que tienen un arrollamiento primario y dos secundarios, el arrollamiento primario está conectado directamente al circuito de potencia entre fase y tierra (5609220/050). El núcleo 1 es el encargado de entregar la señal de voltaje a la PL1 (relé de distancia) GEC ALSTHOM PXLN 3001, además de dar bloqueo al enclavamiento 2L1X7.</p> <p>Adicionalmente poseen un contacto auxiliar para señalización KUD1.1.</p>	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	Verificar en patio el estado de los MCB si se encuentran disparados, reponerlos.
		Disparo de uno o varios MCB ubicados en gabinete concentrador +R14 donde llegan las señales provenientes de los núcleos 1 de los PT de línea.	

Cuadro 34. M.C.B. Trans. Tensión núcleo 2 circuito 1 TU1X, Apertura

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA:		Alarma MCB Núcleo 2 PT disparado circuito 1.	
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
	Los MCB son dispositivos que funcionan por señales de sobrecorriente, abriendo el circuito que	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS.Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	

	<p>es alimentado a través de ellos.</p> <p>Los transformadores de potencial –TU1X son transformadores convencionales que tienen un arrollamiento primario y dos secundarios, el arrollamiento primario está conectado directamente al circuito de potencia entre fase y tierra (5609220/050). El núcleo 2 es el encargado de entregar la señal de voltaje a la PL2 (Relé de comparación direccional) GEC ALSTHOM LFDC 102, además de dar bloqueo al cierre de los interruptores 2L1X0 y 2M0X0.</p> <p>Adicionalmente poseen un contacto auxiliar para señalización KUD1.2.</p>	<p>Disparo de uno o varios MCB ubicados en gabinete concentrador +R14 donde llegan las señales provenientes de los núcleos 2 de los PT de línea.</p>	<p>Verificar en patio el estado de los MCB si se encuentran disparados, reponerlos</p>
--	--	--	--

Cuadro 35. M.C.B. Trans. Tensión núcleo 1 circuito 2 TU 2X, Apertura

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: Alarma MCB Núcleo 1 PT disparado circuito 2.			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
	<p>Los MCB son dispositivos que funcionan por señales de sobre corriente, abriendo el circuito que es alimentado a través de ellos.</p> <p>Los transformadores de potencial –TU2X son transformadores convencionales que tienen un arrollamiento primario y dos secundarios, el arrollamiento primario está conectado directamente al circuito de potencia entre fase y tierra (5609220/150). El núcleo 1 es el encargado de entregar la señal de voltaje a la PL1 (relé de distancia) GEC ALSTHOM PXLN 3001, además de dar bloqueo al seccionador 2L2X9.</p> <p>Adicionalmente poseen un contacto auxiliar para señalización KUD2.1.</p>	<p>Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.</p> <p>Disparo de uno o varios MCB ubicados en gabinete concentrador +R24 donde llegan las señales provenientes de los núcleos 1 de los PT de línea.</p>	<p>Verificar en patio el estado de los MCB si se encuentran disparados, reponerlos.</p>

Cuadro 36. M.C.B. Trans. Tensión núcleo 2 circuito 2 TU 2X, Apertura

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA:		Alarma MCB Núcleo 2 PT disparado circuito 2.	
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
	<p>Los MCB son dispositivos que funcionan por señales de sobre corriente, abriendo el circuito que es alimentado a través de ellos.</p> <p>Los transformadores de potencial –TU2X son transformadores convencionales que tienen un arrollamiento primario y dos secundarios, el arrollamiento primario está conectado directamente al circuito de potencia entre fase y tierra (5609220/150). El núcleo 2 es el encargado de entregar la señal de voltaje a la PL2 (Relé de comparación direccional) GEC ALSTHOM LFDC 102, además de dar bloqueo al cierre de los interruptores 2L2X0 y del 2M0X5.</p> <p>Adicionalmente poseen un contacto auxiliar para señalización KUD2.2.</p>	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	Verificar en patio el estado de los MCB si se encuentran disparados, reponerlos.
		Disparo de uno o varios MCB ubicados en gabinete concentrador +R24 donde llegan las señales provenientes de los núcleos 2 de los PT de línea.	

ANEXO B

- CONSIGNAS DE FALLA “TIPO” DEL DIÁMETRO Y (=DY) Y COMPENSACIÓN PARALELA (=CP)

Tabla 10.1 Algunas alarmas y disparos típicos de una bahía autotransformación y compensación paralela.

DIAMETRO Y
Protección diferencial ATR Disparo
Protección sobrecorriente ATR Disparo
Protección sobretensión ATR Disparo
Protección Baja tensión ATR Disparo
SERVICIOS AUXILIARES
Cargador de batería 125 Vcc Falla celda N12
Inversor 125 Vcc-120Vca 2 kVA Falla celda N11
COMPENSACION PARALELA
MEDIDA
Control VQ sin recursos
Falla de comunicaciones control VQ
Condición Inestable control VQ
Control VQ falla en Actuación
INTERRUPTORES
Interruptor CP10 Cerrar N3
SECCIONADORES
Seccionador CP11 Abrir N3

Cuadro 37. Protección diferencial ATR Disparo

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: Protección diferencial ATR Disparo (87T)			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Diferencial de Autotrafo ATR1. GEC ALSTHOM MBCH13.	El relé de diferencial de autotrafo ATR1 es un relé que tiene un tiempo de operación generalmente entre 10 a 25ms, cuenta con una gran estabilidad durante fallas. El tipo de relé MBCH13 tiene un relé por fase conectados a los 3 devanados del autotransformador.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Disparo del interruptor 2A1Y0.	Ver consigna
		Disparo del interruptor 2M0Y0.	Ver consigna
		Arranque falla interruptor 2A1Y0.	Ver consigna
		Arranque falla interruptor 2M0Y0.	Ver consigna

Cuadro 38. Cuadro 38. Protección sobrecorriente ATR Disparo

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: Protección sobrecorriente ATR Disparo			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Relé de sobrecorriente de fase GEC ALSTHOM MCGG62 y relé de sobrecorriente de neutro GEC ALSTHOM MCGG22.	Son relés de sobrecorriente que están cableados al ATR. Cuenta con un relé de sobrecorriente trifásico y con un relé de sobrecorriente de neutro, con unidad de tiempo definido. Envían orden de disparo a los interruptores 2A1Y0, 2M0Y0. Adicional se da arranque falla interruptor de los interruptores 2A1Y0, 2M0Y0.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Disparo interruptor 2A1Y0.	Ver consigna
		Disparo interruptor 2M0Y0.	Ver consigna
		Arranque falla interruptor 2A1Y0.	Ver consigna
		Arranque falla interruptor 2M0Y0.	Ver consigna
		Disparo interruptor A160.	Verificar tensión del contacto –K4 entre bornes 06-60 bornera –AX6 del tablero +R12.

		Disparo interruptor M060.	Verificar tensión del contacto –K4 entre bornes 07-70 bornera –AX7 del tablero +R12.
		Arranque falla interruptor A160 y M060.	Verificar tensión del contacto –K5 entre bornes 31-34 bornera –AX1-6 (+R02) EPSA.

Cuadro 39. Protección sobretensión ATR Disparo

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA:		Protección sobretensión ATR Disparo (relé 59).	
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Relé de sobretensión GEC ALSTHOM MVTU12. ATR.	El relé GEC ALSTHOM MVTU12 es un relé de sobretensión que existe entre las fases AB, BC Y CA. Si el voltaje de entrada se eleva por encima del voltaje de salida +10% de 230KV, ocurre el disparo por sobretensión, de lo contrario el relé se resetea y regresa a condiciones normales de operación. Cuando ocurre la sobretensión envía orden de disparo y arranque falla interruptor a los interruptores 2A1Y0, 2M0Y0. De igual forma envía disparo al lado de 115kV a los interruptores A160, M060. Arranque falla interruptor al lado de 115kV ATR y señalización. (5609250-041)	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS.Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Sobretensión en las fases mayor a +10% de 230 kV.	Se debe a condiciones operativas de la red, coordinar con CSM las acciones.
		Falla interna del relé o de la polarización.(5609310-052/3)	Verificar que esté llegando correctamente la polaridad y los 125Vcc.

Cuadro 40. Protección Baja tensión ATR Disparo

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA:		Alarma baja tensión ATR (relé 27).	
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Relé de sobretensión GEC ALSTHOM MVTU11. ATR.	El relé GEC ALSTHOM MVTU11 es un relé de baja tensión que existe entre las fases AB, BC Y CA. Si el voltaje disminuye hasta 106KV en	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Contingencias en el sistema de potencia que puede traer eventual salidas de	Coordinar con el CSM y CND para lograr estabilizar el sistema

	un tiempo de 4segundos envía señal al computador. Cuando se energiza la bobina –K8 del tablero +R22 ocasiona el enclavamiento del seccionador puesta a tierra 2A1Y9 y envía orden a los interruptores A160 y M060.	transformadores.	
--	---	------------------	--

Cuadro 41. Cargador de batería 125 Vcc Falla celda N12

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: Cargador de batería 125 Vcc Falla celda N12			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
	La celda N12 es un tablero que está ubicado en la caseta 2 y contiene el cargador N2 de baterías. Es el distribuidor de 125V, tiene una alimentación de 220Vac.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Señalización de falla baja tensión CC.	Verificar el correcto funcionamiento de la contracelda. Verificar tensión entre bornes 21 y 22 del contacto –K7. Verificar tensión entre bornes 20 y 16 en la bornera –A56 bornes –K22. Verificar que la tensión sea 0V, si no es así reponer el contacto. Coordinar acciones correctivas con el GEM SPAT.
		Señalización falla general o falla interna.	Verificar tensión entre 21 y 22 en el contacto –K1. Verificar que la tensión sea 0V, si no es así reponer el contacto. Coordinar acciones correctivas con el GEM SPAT.
		Señalización de falla en red trifásica CA.	Verificar tensión entre bornes 13-14 del contacto –K4. Verificar que la tensión sea 0V, si no es así reponer el contacto. Verificar acciones correctivas con el GEM SPAT.
		Señalización de falla sobretensión CC.	Se puede presentar por daños en la lógica de control, cuando esto ocurre apaga el cargador o saca la carga asociada. Coordinar acciones correctivas con el GEM SPAT.
		Señalización de falla de subtensión.	Se puede presentar por bajo nivel de voltaje AC apagando el cargador. Verificar tensión entre bornes 12 y 11 del contacto –F27. Verificar que la tensión sea 0V, si no es así reponer el contacto Coordinar acciones correctivas con el GEM SPAT.
		Señalización de falla a tierra.	Falla en una de las polaridades de tierra. Verificar tensión entre bornes 8 y 9 del contacto -F64. . Verificar que la tensión sea 0V, si no es así reponer el contacto. Coordinar acciones correctivas con el GEM SPAT.

Cuadro 42. Interruptores de distribución Celda N11 Disparo

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: Inversor 125 Vcc-120Vca 2 kVA Falla celda N11.			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
	El tablero N11A contiene la celda del inversor de 125Vcc/120Vca-2KVA. Adicional a esto contiene el selector para elegir entre cargador 1/ cargador2.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		El MCM –Q4 en el tablero N11A se encuentra disparado.	Verificar que esté llegando correctamente la tensión de 125Vcc al inversor. Si es MCB –Q4 se encuentra disparado reponerlo.

Cuadro 43. Protección sobrecorriente banco 1 Disparo

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: Protección sobrecorriente banco 1 Disparo			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Relé de sobrecorriente GEC ALSTHOM TA3110. Relé de sobrecorriente GEC ALSTHOM TAS6223. Banco de compensación paralela CP1.	El GEC ALSTHOM TA3110 es un relé de tiempo definido que opera ante fallas con corrientes de cortocircuito muy elevadas. El GEC ALSTHOM TAS6223 es un relé de tiempo inverso que opera ante fallas menores. Estos relés cumplen la función de supervisar sobre corrientes que se producen por diversas causas de las fases que llegan al banco 1 de la compensación paralela. Cuando opera ésta protección envía disparo al interruptor 2CP10 y Arranque FI al 2CP10.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS.Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Disparo interruptor 2CP10.	Ver consigna
		Arranque falla interruptor 2CP10.	Ver consigna
		Disparo diferencial barra 0.	Verificar estado y tensión del contacto auxiliar –KDCP entre bornes 11 y 14, bornera –AX14 del tablero +RD1.

Cuadro 44. Protección desbalance de neutro banco 1 Disparo

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: Protección desbalance de neutro banco 1 Disparo			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Relé de desbalance de neutro HAFELY TRENCH CPR-97. Banco de compensación paralela CP1.	El desbalance por pérdida de algunos de los condensadores del banco causa el flujo de corriente por el neutro. Cuando el desbalance de corriente supera 350mA dispara la protección CPR-97.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS.Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Disparo interruptor 2CP10.	Ver consigna

	Cuando esto ocurre envía disparo al interruptor 2CP10, arranque falla interruptor 2CP10 y señalización al computador a través del relé repetidor –K4.1 ubicado en el tablero +RD1.	Disparo falla interruptor 2CP10.	Ver consigna
		Falla polaridad P2/C+	Ver consigna
		Envío incorrecto de la señalización.	Verificar tensión entre bornes 31-34 del contacto –K4.1 bornera –CX10 del tablero +RD1.

Cuadro 45. Protección desbalance de línea banco 1 Disparo

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: Protección desbalance de línea banco 1 Disparo			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Relé de desbalance de línea HAFELY TRENCH CPR-97. Banco de compensación paralela CPI.	Debido a fallas que pueden ocurrir en el sistema, las fases que llegan al banco de compensación sufren desbalances de corrientes. Cuando esto ocurre envía disparo al interruptor 2CP10, Arranque falla interruptor 2CP10, envía señal al computador a través del relé repetidor –K7.1 ubicado en la tablero +RD1 y envía señal al RF.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Disparo interruptor 2CP10.	Ver consigna
		Disparo falla interruptor 2CP10.	Ver consigna
		Falla polaridad P2/C+.	Ver consigna
		Falla interna del relé.	Coordinar con el GEM SPAT las acciones correctivas.
		Envío incorrecto de la señalización.	Verificar tensión entre bornes 31-34 del contacto –K7.1 bornera –CX10 del tablero +RD1.

Cuadro 46. Control VQ sin recursos

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: CP Control VQ sin recursos			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Control VQ. Siemens AG EV HA 77.	El control VQ es un equipo que controla la tensión por medio de la entrada o salida de los condensadores de la compensación paralela, la entrada o salida de los 2 reactores de 34.5KV, también controla el cambiador de tomas del	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Todos los condensadores o reactores ya fueron utilizados.	Las maniobras necesarias para estabilizar tensión son realizadas desde nivel 3.

	<p>transformador de 500kV. Cuenta con dos selectores, el primero indica la posición de modo manual-automático, por lo general debe encontrarse en modo automático. El otro selector que se puede observar es desconectado-normal-VQ. Cuando se encuentra en modo normal puede ser operado desde nivel 3-2-1, cuando se encuentra en modo VQ el equipo toma “sus propias decisiones” acerca como introduce o retira condensadores/reactores o posiciones de taps.</p> <p>Cuando aparece la alarma Control VQ sin recursos indica que todos los condensadores o reactores están utilizados y ya no tiene recursos para subir o bajar tensión de ésta forma.</p>		
--	---	--	--

Cuadro 47. Falla de comunicaciones control VQ

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: Falla de comunicaciones control VQ			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Control VQ. Siemens AG EV HA 77.	<p>El control VQ es un equipo que controla la tensión por medio de la entrada o salida de los condensadores de la compensación paralela, la entrada o salida de los 2 reactores de 34.5KV, también controla el cambiador de tomas del transformador de 500kV. Cuenta con dos selectores, el primero indica la posición de modo manual-automático, por lo general debe encontrarse en modo automático. El otro selector que se puede observar es desconectado-normal-VQ. Cuando se encuentra en modo normal puede ser operado desde nivel 3-2-1, cuando se encuentra en modo VQ el equipo toma “sus propias decisiones” acerca como introduce o retira condensadores/reactores o posiciones de taps.</p> <p>Cuando aparece la alarma Falla de comunicaciones control VQ indica que algunas de las entradas binarias que recibe la tarjeta BSC 878 están fallando.</p>	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	Coordinar con el GEM SPAT las soluciones pertinentes.
		Falla interface programa de servicio. (\$IBSP12)	
		Reception binarias datos ET200(SMAR, esclavo 3=ok)	
		Reception binarias datos ET200(SMAR, esclavo 4=ok)	
		Reception binarias datos ET200(SMAR, esclavo 5=ok)	
		Reception binarias datos ET200(SMAR, esclavo 6=ok)	
		Reception binarias datos ET200(SMAR, esclavo 7=ok)	
		Sin falla de inicialización interface (CS7-SS52) SMAR.	
		Transmission binarias datos ET200(SMAR, esclavo 3=ok)	
		Transmission binarias datos ET200(SMAR, esclavo 5=ok)	
		Transmission binarias datos ET200(SMAR, esclavo 7=ok)	

		Recepcion datos ET200 (Salvajina, esclavo 4=ok)	
		Transmission binarias datos E200 (Salvajina, esclavo 4=ok)	
		Sin falla inicialización interface (CS7-SS52) Salvajina	
		Reception datos ET200 (Anchicaya, esclavo 4=ok)	
		Transmission binarias datos ET200 (Anchicaya, esclavo 4=ok)	

Cuadro 48. Condición Inestable control VQ

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: Condición Inestable control VQ			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Control VQ. Siemens AG EV HA 77.	<p>El control VQ es un equipo que controla la tensión por medio de la entrada o salida de los condensadores de la compensación paralela, la entrada o salida de los 2 reactores de 34.5KV, también controla el cambiador de tomas del transformador de 500kV. Cuenta con dos selectores, el primero indica la posición de modo manual-automático, por lo general debe encontrarse en modo automático. El otro selector que se puede observar es desconectado-normal-VQ. Cuando se encuentra en modo normal puede ser operado desde nivel 3-2-1, cuando se encuentra en modo VQ el equipo toma “sus propias decisiones” acerca como introduce o retira condensadores/reactores o posiciones de taps.</p> <p>Cuando aparece la alarma Condición inestable control VQ generalmente se presenta cuando se han realizado 3 maniobras sucesivas y contrarias en un tiempo menor a 1 minuto, pasando al VQ a modo manual.</p>	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	Desde nivel 3 se hacen todos los análisis para estabilizar el sistema.
		Las bandas superiores e inferiores se encuentran muy juntas.	

		Esto es común que se presente cuando hay 8 zonas de operación como el caso de Suroccidente. Cuando esto ocurre desconecta el VQ.	En caso que desconecte el VQ es necesario ponerlo en el modo requerido por CSM.
--	--	--	---

Cuadro 49. Control VQ falla en actuación

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: Control VQ falla en Actuación			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Control VQ. Siemens AG EV HA 77.	El control VQ es un equipo que controla la tensión por medio de la entrada o salida de los condensadores de la compensación paralela, la entrada o salida de los 2 reactores de 34.5KV, también controla el cambiador de tomas del transformador de 500kV. Cuenta con dos selectores, el primero indica la posición de modo manual-automático, por lo general debe encontrarse en modo automático. El otro selector que se puede observar es desconectado-normal-VQ. Cuando se encuentra en modo normal puede ser operado desde nivel 3-2-1, cuando se encuentra en modo VQ el equipo toma “sus propias decisiones” acerca como introduce o retira condensadores/reactores o posiciones de taps. Cuando aparece la alarma Control VQ falla en actuación, indica que enviado un comando de conectar o desconectar un condensador/ reactor o cambiador de tomas no lo ejecuta.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS.Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Falla interna de la operación del VQ.	Coordinar con el GEM SPAT las soluciones pertinentes.

Cuadro 50. Interruptor CP10 Cerrar N3

CONSIGNA DE FALLA	
FALLA O ANOMALÍA:	Mando de cierre no responde desde Nivel 3-interruptor 2CP10

EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Interruptor HPL-245 ABB. Bahía de compensación. Interruptor 2CP10.	<p>El interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales.</p> <p>La anomalía a cierre se presenta por factores tales como la incorrecta posición de selectores en cubículos de mando, seccionador 2CP11 abierto, falla mecanismo de operación, bloqueo baja presión SF6, falla supervisión ctos 1 y 2 de disparo, puesta a tierra cerrado seccionador 2CP19, disparo y bloqueo del interruptor 2CP10, ausencia de alimentación en los circuitos de cierre del interruptor o por fallas en tarjetas controladoras que activan salidas digitales para accionarlo.</p> <p>Este tipo de interruptores son monopolares, es decir que hay un cubículo de mando por cada fase del interruptor.</p>	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Seccionador 2CP11 en posición abierto.	Cerrar seccionador 2CP11.
		Selector “Local/Cero/Remoto” en cubículo de mando del Interruptor 2CP10, en posición “Local” ó “Cero”.	Cambiar el selector a posición “Remoto”
		Selector “Directo/Automático/Supervisado” en posición “Supervisado”	Cambiar selector a posición “Automático”
		Selector SOE “Subestación-CND” en modo Subestación	Cambiar selector a modo “CND”
		Relé repetidor de posición –KA10.1 no energiza.	Verificar tensión y correcta polarización entre los bornes 6 y 10 del tablero de control +UD1.(5609300-120/2)
		Relé -KCI10 orden de cierre interruptor 2CP10 bornes (11-14) no energiza.	En el tablero de control +UD1 comprobar la correcta energización y cambio de estado de los contactos del relé, verificando que la tensión medida en bornes del contacto sea de 0V. En caso de avería reemplazar el relé defectuoso. (5609300-120/8)
		Bloqueo por baja presión de SF6	Ver consigna
		Falla mecanismo de operación	VER CONSIGNA
		Bloqueo por supervisión circuito de disparo bobina 1 y 2	Verificar que el interruptor no se encuentre en posición abierto por cualquiera de las dos bobinas de apertura y que no se haya bloqueado al cierre.
		Relé de disparo y bloqueo activado	Ver consigna
		Temporizador de interruptor abierto	Por experiencia y como es el interruptor asociado al condensador es necesario colocar la cuchilla puesta a tierra pasados unos 10-15min de haber abierto el interruptor.
		Relé auxiliar +BW1 no energiza.	Verificar tensión y el estado de los contactos entre bornes 33-34 del cubículo de mando del interruptor, en la fase que corresponda la dificultad.
		Bobina de operación de cierre +Y3 no energiza.	Identificar el polo que no responde a la orden y verificar tensión entre bornes 5 y 6 del tablero de control +UD1.

Cuadro 51. Seccionador CP11 Abrir N3

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA:		Mando de apertura no responde desde nivel 3-Seccionador 2CP11	
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
Seccionador EGIC MERLIN GERIN SRTU245.	<p>Las funciones del seccionador son:</p> <p>Abrir y aislar de forma segura las dos partes del sistema a las cuales se encuentra conectado (barra – interruptor, interruptor – línea, etc.), su apertura es visible.</p> <p>Cerrar las fases permitiendo el paso de corriente para la energización de la bahía.</p> <p>Señalizar su estado para bloqueo de mandos a equipos y como auto protección</p> <p>No posee medio de extinción de arco, por ende debe ser maniobrado SIN CARGA</p> <p>La respuesta negativa al mando apertura/cierre del seccionador 2CP11 puede presentarse por la incorrecta posición de selectores en cubículos de mando o por cuenta del relé de protección térmica que se activa por sobrecorriente en el motor del seccionador.</p>	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Enclavamiento manual – manivela insertada o candados de seguridad en el seccionador 2CP11	Quitar enclavamientos.
		Selector “Local/Cero/Remoto” en cubículo de mando del seccionador 2CP11, en posición “Local” ó “Cero”.	Cambiar posición del selector a “Remoto”.
		Selector “Directo/Automático/Supervisado” en posición “Supervisado”	Cambiar posición del selector a “Automático”.
		Selector SOE “Subestación-CND” en modo Subestación.	Cambiar modo a CND.
		Falla polaridad $\pm C21/1$.	Ver consigna
		Falla alimentación motor. Esta alimentación se da por un relé térmico -F11 ubicado en el cubículo de mando del seccionador 2CP11.	Verificar el estado de los contactos, si se encuentra dañado reponerlo. (5609850-200/2)
		Seccionador 2CP11 en posición indeterminada.	Verificar en patio posición de los brazos del seccionador.
		Relé repetidor de posición –KC11.1 no energiza.	Verificar en el tablero +UD1 el estado del relé repetidor.(5609300-110/3)
		Relé repetidor –KAS11 de mando de apertura no energiza.	Verificar en el tablero +UD1 el estado el relé repetidor y que esté llegando la polaridad correctamente en el tablero +UD1, bornera –AX4, bornes 11-14. (5609300-110/6)
		Relé -KM12 no energiza	verificar correcto funcionamiento del relé, si está en la posición en la cual debe encontrarse, verificar nivel de tensión entre bornes 62-61 del contacto asociado a este relé, este debe ser 0v, si hay un valor diferente, se debe reemplazar el elemento.(5609330-011/3)

ANEXO C

- CONSIGNAS DE FALLA “TIPO” PARA LA COMPENSACIÓN SERIE (=CS)

Tabla 11.1. Alarmas y disparos típicos de la compensación serie

Falla Spark Gap CS1
Sobrecarga CS1
Falla Mov CS1
Energía excedida Mov CS1
Protección desbalance banco
Falla Alimentación Plataforma
Protección mínima corriente línea banco Corriente baja
Protección máxima corriente línea banco Corriente alta
Protección desbalance capacitor banco Disparo
Protección plataforma banco Disparo
Protección sobrecarga capacitor banco Disparo
Protección sobretensión sostenida banco Disparo
Operación SPARK GAP Alarma
Protección Spark-Gap sostenida banco Disparo
Protección sobrecorriente varistor banco Disparo
Protección pendiente energía varistor banco Disparo

Cuadro 52. Falla Spark Gap CS1

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: Falla Spark Gap CS1			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
CS. NOKIAN CAPACITORS. MOV.	Ante fallas internas que producen circulación de corriente excesiva por el capacitor que se traduce en alta tensión a través del capacitor y del varistor, la protección de sobrecorriente supervisa que no exceda el valor límite permitido de corriente. Cuando esto ocurre envía un comando de disparo realizando un bypass monofásico ocasionando un bloqueo temporal, es decir realizando una inserción automática del banco. Se presenta alarma en el panel de alarmas de los gabinetes CS1/1 y CS1/2.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Sobretensión a través del banco de capacitores CS1.	Ver consigna
		Sobretensión a través del varistor.	Verificar que se presentó bypass monofásico, la inserción del banco será automática, después del enfriamiento del varistor.
			En la caseta, registrar las alarmas presentadas en el panel de alarmas de los gabinetes CS1/1 y CS1/2, antes de resetearlas.
			En caso de no producirse la inserción automática del banco, coordinar acciones a seguir con el C.S.M, disponible del C.T.E, asistente de la subestación, para la inserción manual del banco.

Cuadro 53. Sobrecarga CS1

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: Sobrecarga CS1			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
CS. NOKIAN CAPACITORS.	Actuación de la protección del banco por sobrecarga. Se presenta señalización en SAS y en los gabinetes CS1/1 y CS1/2.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		La corriente de línea se encuentra en un valor correspondiente al 90% (0.9XTRIP) del ajuste del disparo por sobrecarga en la línea que es de (1.1 –1.5pu).	En la caseta, registrar las alarmas presentadas en el anunciador de los gabinetes CS1/1 y CS1/2, antes de resetearlas.

Cuadro 54. Falla Mov CS1

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA:		Falla Mov CS1	
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
CS. NOKIAN CAPACITORS. MOV.	El objetivo de la protección contra fallo de MOV es puentear el condensador en caso que se presente un MOV defectuoso. La protección contra fallo de MOV supervisa la corriente de MOV calculando la relación de esta y la corriente de línea. Cuando ocurre esta falla hay un bloqueo permanente del banco. Se presenta alarma en el panel de alarmas de los gabinetes CS1/1 y CS1/2.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		El spark gap no alcanza a actuar, toda la energía se acumula en las unidades del MOV, presentando excesivo calentamiento y por ende daño en las unidades.	Verificar que se presentó bypass trifásico con bloqueo permanente del banco.
			En la caseta, registrar las alarmas presentadas en el panel de alarmas de los gabinetes CS1/1 y CS1/2, antes de resetearlas.
			Dar Reposición Bloqueo del banco.
			Coordinar acciones correctivas con CSM y GEM SPAT.

Cuadro 55. Energía excedida Mov CS1

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA:		Energía excedida MOV CS1	
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
CS. NOKIAN CAPACITORS. MOV.	El objetivo de la protección es proteger el MOV de la sobrecarga de inyección de alta energía así como también de la sobrecarga térmica. La protección realiza un bypass trifásico ocasionando un bloqueo temporal, es decir después de éste evento hay una inserción automática. Se presenta alarma en el panel de alarmas de los gabinetes CS1/1 y CS1/2	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		La energía acumulada durante la falla en la línea, no puede ser evacuada por la operación del MOV.	Verificar que se presentó bypass trifásico, la inserción del banco será automática, después del enfriamiento del varistor.
			En la caseta, registrar las alarmas presentadas en el panel de alarmas de los gabinetes CS1/1 y CS1/2, antes de resetearlas.
			En caso de no producirse la inserción automática del banco, coordinar acciones a seguir con el C.S.M, disponible del C.T.E, asistente de la subestación, para la inserción manual del banco.

Cuadro 56. Protección desbalance banco

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA	O	CS1 Protección desbalance banco	
NOMALÍA:			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
CS. NOKIAN CAPACITORS.	Esta protección de desbalance del banco actúa cuando ha detectado una corriente de desbalance en los condensadores. Se genera alarma en el SAS y el panel de alarmas de los gabinetes CS1/1 y CS1/2.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Se ha presentado una sobretensión mayor del 5% de la corriente de línea durante un segundo. Esta sobretensión es ocasionada por fusibles quemados en las unidades de condensadores.	En la caseta, registrar las alarmas presentadas en el anunciador de los gabinetes CS1/1 y CS1/2, antes de resetearlas. Proceder de acuerdo con DDP.

Cuadro 57. Falla Alimentación Plataforma

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA	O	CS1 Falla Alimentación Plataforma	
ANOMALÍA:			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
CS. NOKIAN CAPACITORS. FTP	Indica la actuación de la protección de la plataforma. El banco de condensadores al final está conectado a la plataforma a través de un transformador de corriente. Se utiliza para monitorear los posibles cortocircuitos producidos por el capacitor en las estructuras de la plataforma. Se genera alarma en el SAS y el panel de alarmas de los gabinetes CS1/1 y CS1/2.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Posible cortocircuito entre el soporte aislado de los condensadores y la estructura de acero de la plataforma o ésta y tierra.	Verificar que se presentó bypass trifásico con bloqueo permanente del banco.
			En la caseta, registrar las alarmas presentadas en el anunciador de los gabinetes CS1/1 y CS1/2, antes de resetearlas
			Dar Reposición Bloqueo del banco.
			En coordinación con el disponible del CTE y Asistente de la Subestación declarar indisponibilidad ante el CSM del banco 1 si éste fue el caso.

Cuadro 58. Protección mínima corriente línea banco Corriente baja

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: CS1Falla Alimentación Plataforma			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
CS. NOKIAN CAPACITORS. FTP	Indica la actuación de la protección de la plataforma. El banco de condensadores al final está conectado a la plataforma a través de un transformador de corriente. Se utiliza para monitorear los posibles cortocircuitos producidos por el capacitor en las estructuras de la plataforma. Se genera alarma en el SAS y el panel de alarmas de los gabinetes CS1/1 y CS1/2.	Posible cortocircuito entre el soporte aislado de los condensadores y la estructura de acero de la plataforma o ésta y tierra.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.
			Verificar que se presentó bypass trifásico con bloqueo permanente del banco.
			En la caseta, registrar las alarmas presentadas en el anunciador de los gabinetes CS1/1 y CS1/2, antes de resetearlas
			Dar Reposición Bloqueo del banco.
			En coordinación con el disponible del CTE y Asistente de la Subestación declarar indisponibilidad ante el CSM del banco 1 si éste fue el caso.

Cuadro 59. Protección máxima corriente línea banco Corriente alta

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: CS1 Protección máxima corriente línea banco Corriente alta			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
CS. NOKIAN CAPACITORS.	El objetivo de la supervisión de la corriente máxima de línea es evitar que bajo condiciones de falla ocurra una reinserción del banco. La función de la supervisión garantiza que no se produzca la reinserción del condensador a menos que anteriormente la corriente de línea esté por encima de un nivel definido. En ésta protección se aprovecha la medición de corriente para deshabilitar el disparo del Spark gap cuando la corriente no es suficiente para establecer el arco.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos. La corriente de línea ha superado un valor preestablecido (1.25 p.u).	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.
			<ul style="list-style-type: none"> • Verificar que se presentó by-pass trifásico en el banco • En la caseta, registrar las alarmas presentadas en el anunciador de los gabinetes CS1/1 y CS1/2, antes de resetearlas. • Se esperará hasta que la corriente en la línea se normalice para insertar el banco. • Coordinar con CSM la conexión manual del banco, cuando la corriente en la línea se haya normalizado

	Se genera alarma en el SAS y el panel de alarmas de los gabinetes CS1/1 y CS1/2.		
--	--	--	--

Cuadro 60. Protección desbalance capacitor banco Disparo

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: CS1 Protección desbalance capacitor banco Disparo			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
CS. NOKIAN CAPACITORS.	<p>Los cambios en la tensión del condensador causados por fusibles quemados o descargas disruptivas del aislador del condensador provocan una corriente de desequilibrio en el condensador.</p> <p>Se genera alarma en el SAS y el panel de alarmas de los gabinetes CS1/1 y CS1/2.</p>	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Se ha presentado una sobretensión mayor del 10% de la corriente de línea durante 100ms. El desbalance de corriente es un reflejo de fusibles quemados de los condensadores, lo cual ocasiona una sobretensión en dichos condensadores.	Verificar que se presentó by-pass permanente con bloqueo del banco.
			En la caseta registrar las alarmas mostradas en el anunciador de los gabinetes CS1/1 y CS1/2, antes de resetearlas.
			Dar Reposición Bloqueo del banco.
			En coordinación con el disponible del CTE y Asistente de la Subestación declarar indisponibilidad ante el CSM del banco 1.
			Realizar inspección visual en el banco.
			Inspeccionar puentes entre condensadores.
			Inspeccionar posibles fugas del dieléctrico en cada condensador.
			Inspeccionar posibles derretimientos de soldadura.
			Inspeccionar posibles fisuras en aisladores.
			Tomar lectura del contador del interruptor.
			Coordinar acciones a seguir con el Disponible del CTE y CSM.

Cuadro 61. Protección plataforma banco Disparo

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: CS1 Protección plataforma banco Disparo			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
CS. NOKIAN CAPACITORS. FTP.	Indica la actuación de la protección de la plataforma. El banco de condensadores al final está conectado a la plataforma a través de un transformador de corriente.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Posible cortocircuito entre el soporte aislado de los condensadores y la	Verificar que se presentó bypass trifásico con bloqueo permanente del banco.

	Se utiliza para monitorear los posibles cortocircuitos producidos por el capacitor en las estructuras de la plataforma. Se genera alarma en el SAS y el panel de alarmas de los gabinetes CS1/1 y CS1/2.	estructura de acero de la plataforma o ésta y tierra.	En la caseta, registrar las alarmas presentadas en el anunciador de los gabinetes CS1/1 y CS1/2, antes de resetearlas
			Dar Reposición Bloqueo del banco.
			En coordinación con el disponible del CTE y Asistente de la Subestación declarar indisponibilidad ante el CSM del banco 1 si éste fue el caso.

Cuadro 62. Protección sobrecarga capacitor banco Disparo

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA ANOMALÍA: O CS1 Protección sobrecarga capacitor banco Disparo			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
CS. NOKIAN CAPACITORS.	Se ha superado el setting preestablecido (1.1 - 1.5p.u de la corriente).	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		La corriente de línea se encuentra en un valor correspondiente al 90% (0.9XTRIP) del ajuste del disparo por sobrecarga en la línea que es de (1.1 – 1.5pu).	Verificar que se presentó by-pass trifásico, con inserción automática de banco después de 30 minutos de haberse presentado el disparo.
			En la caseta 6 registrar las alarmas mostradas en el anunciador de los gabinetes CS1/1 y CS1/2, antes de resetearlas.
			Informar al, C.S.M, asistente de la subestación, disponible del C.T.E y Subestaciones Esmeralda y Yumbo, la hora de inserción del banco
			En caso de no producirse la inserción automática del banco, coordinar acciones a seguir con el C.S.M, disponible del C.T.E, asistente de la subestación, para la inserción manual del banco si existen condiciones.

Cuadro 63. Protección sobretensión sostenida banco Disparo

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA ANOMALÍA: O CS1 Protección sobretensión sostenida banco Disparo			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
CS. NOKIAN CAPACITORS.	Actuación de la protección de sobretensión. Se presenta señalización en SAS y en los gabinetes CS1/1 y CS1/2.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		El nivel de tensión está en el rango de operación establecido para la	Verificar que se presentó by-pass trifásico con inserción automática del banco después de 25 segundos.

		protección (1.5 – 3.2p.u de la corriente de línea). El disparo por sobretensión sostenida puede darse en solo 25 segundos. Si ocurren tres disparos en un lapso de tiempo de 10 minutos, se provocará un bypass permanente.	En la caseta 6 registrar las alarmas mostradas en el anunciador de los gabinetes CS1/1 y CS1/2, antes de resetearlas.
			Informar la hora de inserción del banco al CSM disponible del CTE, asistente y Subestaciones Esmeralda y Yumbo.
			En caso de no producirse la inserción automática del banco, informar al CSM y disponible del CTE.

Cuadro 64. Operación SPARK GAP Alarma

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: CS1 Operación SPARK GAP Alarma			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
SPARK GAP. NOKIAN CAPACITORS	Indica la actuación de la protección Spark Gap. Se genera alarma en el SAS y el panel de alarmas de los gabinetes CS1/1 y CS1/2.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Actuación de alguna de las protecciones asociadas al MOV que dan orden de ignición al Spark Gap.	Verificar que se presentó baypass monofásico.
			En la caseta verificar que se presentó alarmas de los gabinetes CS1/1, CS1/2.
			En caso de que haya reinserción automática del banco, informar al CSM y a los asistentes de las subestaciones La Esmeralda y Yumbo la hora en que ocurrió.
			En caso de que no ocurra la reinserción automática del banco coordinar las acciones con el CSM y con el asistente de la subestación para realizarla manualmente.
			NOTA: Las acciones que se tomen dependerán de las protecciones del MOV, ya que las protecciones del varistor siempre inician un comando de disparo forzado para el spark gap.

Cuadro 65. Protección Spark-Gap sostenida banco Disparo

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O CS1 Protección Spark-Gap sostenida banco Disparo ANOMALÍA:			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
	La operación del Spark Gap persiste, pasados 200ms se genera un bloqueo permanente del banco. Se genera alarma en el SAS y el panel de	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		La corriente a través del spark gap persiste durante un lapso mayor a	Verificar que se presentó bypass trifásico y bloqueo permanente del banco.

SPARK GAP. NOKIAN CAPACITORS	alarmas de los gabinetes CS1/1 y CS1/2.	200ms.	En la caseta verificar que se presentó alarmas en los gabinetes CS1/1, CS1/2.
			Dar reposición de bloqueo al banco.
			En coordinación con el disponible del CTE y Asistente de la Subestación declarar indisponibilidad ante el CSM del banco 1 si es el caso.

Cuadro 66. Protección sobrecorriente varistor banco Disparo

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: CS1 Protección sobrecorriente varistor banco Disparo			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
CS. NOKIAN CAPACITORS. MOV.	Ante fallas internas que producen circulación de corriente excesiva por el capacitor que se traduce en alta tensión a través del capacitor y del varistor, la protección de sobrecorriente supervisa que no exceda el valor límite permitido de corriente. Cuando esto ocurre envía un comando de disparo realizando un baypass monofásico ocasionando un bloqueo temporal, es decir realizando una inserción automática del banco. Se presenta alarma en el panel de alarmas de los gabinetes CS1/1 y CS1/2.	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	
		Sobretensión a través del banco de capacitores CS1.	Ver consigna
		Sobretensión a través del varistor.	Verificar que se presentó bypass monofásico, la inserción del banco será automática, después del enfriamiento del varistor.
			En la caseta, registrar las alarmas presentadas en el panel de alarmas de los gabinetes CS1/1 y CS1/2, antes de resetearlas.
			En caso de no producirse la inserción automática del banco, coordinar acciones a seguir con el C.S.M, disponible del C.T.E, asistente de la subestación, para la inserción manual del banco.

Cuadro 67. Protección pendiente energía varistor banco Disparo

CONSIGNA DE FALLA			
FALLA O ANOMALÍA: CS1 Protección pendiente energía varistor banco Disparo			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	CAUSAS PROBABLES	SOLUCIONES
CS. NOKIAN CAPACITORS. MOV.	Indica la actuación de una de las funciones del relé de protección del	Observación: Tomar nota de las alarmas señalizadas en SAS. Verificar cumplimiento de lógica de enclavamientos.	

	<p>MOV. Esta protección genera orden de ignición al Spark Gap y operación del trigatrón (Disparo forzado).</p> <p>Se presenta alarma en el panel de alarmas de los gabinetes CS1/1 y CS1/2.</p>	<p>La tasa de energía crece más rápidamente que la capacidad de evacuación al medio ambiente de la energía en el MOV.</p>	<p>Verificar que se presentó bypass monofásico con posterior inserción automática del banco.</p>
			<p>En la caseta, registrar las alarmas presentadas en el anunciador de los gabinetes CS1/1 y CS1/2.</p>
			<p>En caso de no producirse la inserción automática del banco, coordinar acciones a seguir con el C.S.M, disponible del C.T.E, asistente de la subestación, para la inserción manual del banco.</p>